



**Актуализация на 2021 год
Схемы теплоснабжения
города Нефтеюганска Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры
на период 2019-2033 годы**

Пояснительная записка



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

СОГЛАСОВАНО:

Директор департамента жилищно-коммунального хозяйства администрации города Нефтеюганска

_____ Е. А. Кикоть

_____ И.С. Мурзин

"__" _____ 2020 г.

"__" _____ 2020 г.

**Актуализация на 2021 год
Схемы теплоснабжения
города Нефтеюганска Ханты-Мансийского
автономного округа – Югры
на период 2019-2033 годы**

Пояснительная записка

Санкт-Петербург

2020 год



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

- Газизов Ф. Н. Технический директор ООО "Невская Энергетика".
Технический контроль, контроль исполнения договорных обязательств.
- Прохоров И.А. Ведущий специалист ООО "Невская Энергетика".
Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения
- Козлова О.В. Специалист ООО "Невская Энергетика".
Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.
- Искимжи Е.А. Специалист ООО "Невская Энергетика".
Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

- Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";
- Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";
- Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";
- Глава 4 "Существующее и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей";
- Глава 5 "Мастер-план развития систем теплоснабжения города Нефтеюганска";
- Глава 6 "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах";
- Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии";
- Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей";
- Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
- Глава 10 "Перспективные топливные балансы";
- Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения";
- Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию";
- Глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения города Нефтеюганска";
- Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия"
- Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций";
- Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения";
- Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения";
- Глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения".

Оглавление

СОСТАВ ДОКУМЕНТА.....	4
Оглавление	5
Определения.....	10
Перечень принятых сокращений.....	12
РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕЮГАНСКА	14
1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и прироста отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее – этапы).....	14
1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе	33
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе	44
1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городу	44
РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	46
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	46
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	52
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	53
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения	58
2.4.1. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии	58
2.4.2. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии	58
2.4.3. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой	

энергии	58
2.4.4. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто	59
2.4.5. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь	59
2.4.6. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей	59
2.4.7. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников тепловой энергии, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением значений аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности	59
2.4.8. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки	60
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	60
РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ...	64
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей	65
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	72
РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НЕФТЕЮГАНСКА	75
4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения города Нефтеюганска.....	75
4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Нефтеюганска	76
РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	79
5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях Нефтеюганска, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии	79
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	81
5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения ...	81
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	83
5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный	

срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно	84
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	84
5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации	88
5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения.....	88
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей.....	88
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	94
РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	95
6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).....	96
6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах города Нефтеюганска под жилищную, комплексную или производственную застройку	96
6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....	122
6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	122
6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей.....	126
РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.....	127
7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения.....	127
7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и	

(или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	129
РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	130
8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе	130
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии.....	136
8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	137
8.4. Преобладающий в городе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в Нефтеюганске	140
8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса города Нефтеюганска.....	140
РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	141
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	142
9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.....	146
9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения ..	149
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе.....	149
9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям	149
9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации	151
РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ).....	152
10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям).....	152
10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)..	155
10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации	157
10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	160
10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах Нефтеюганска	160

РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	161
РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ.....	162
РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ Нефтеюганска.....	163
13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии.....	163
13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	163
13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	163
13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения	164
13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии .	164
13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Нефтеюганска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.....	164
13.7. Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) схемы водоснабжения Нефтеюганска для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	165
РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НЕФТЕЮГАНСКА	166
РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	175

Определения

В настоящей главе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее - мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды

Термины	Определения
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения

Перечень принятых сокращений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
2	АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
3	АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
4	БМК	Блочно-модульная котельная
5	ВК	Ведомственная котельная
6	ВПУ	Водоподготовительная установка
7	ГВС	Горячее водоснабжение
8	ГТУ	Газотурбинная установка
9	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
10	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	КРП	Квартальный распределительный пункт
15	МК, КМ	Муниципальная котельная
18	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
19	НВВ	Необходимая валовая выручка
20	НДС	Налог на добавленную стоимость
21	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
22	НС	Насосная станция
23	НТД	Нормативная техническая документация
24	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
25	ОВ	Отопление и вентиляция
26	ОВК	Отопительно-водогрейная котельная
27	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
28	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
29	ОИК	Оперативный информационный комплекс
30	ОКК	Организация коммунального комплекса
31	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
32	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
33	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
34	ПГУ	Парогазовая установка
35	ПИР	Проектные и изыскательские работы
36	ПНС	Повысительно-насосная станция
37	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
38	ППМ	Пенополиминерал
39	ППУ	Пенополиуретан
40	ПСД	Проектно-сметная документация
41	РЭК	Региональная энергетическая комиссия
42	СМР	Строительно-монтажные работы
43	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
44	ТБО	Твердые бытовые отходы
45	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
46	ТФУ	Теплофикационная установка
47	ТЭ	Тепловая энергия
48	ТЭО	Технико-экономическое обоснование

№ п/п	Сокращение	Пояснение
49	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
50	УПБС ВР	Укрупненный показатель базовой стоимости на виды работ
51	УПР	Укрупненный показатель базисных стоимостей по видам строительства
52	УРУТ	Удельный расход условного топлива
53	УСС	Укрупненный показатель сметной стоимости
54	ФОТ	Фонд оплаты труда
55	ФСТ	Федеральная служба по тарифам
56	ХВО	Химводоочистка
57	ХВП	Химводоподготовка
58	ЦТП	Центральный тепловой пункт
59	ЭБ	Энергоблок
60	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Нефтеюганск

РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕЮГАНСКА

1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее – этапы)

Площадь строительных фондов

В настоящее время реализуется документ территориального планирования «Генеральный план города Нефтеюганска», утвержденный решением Думы города Нефтеюганска от 01.10.2009 №625-IV (с изм. от 24.12.2019 г. №701- VI).

Динамика изменения площадей существующего жилого фонда представлена в таблице 1. Информация принята согласно сведениям Генерального плана города, данным Федеральной службы государственной статистики (<http://www.gks.ru/>) и сведениям Департамента градостроительства и земельных отношений.

Ключевые показатели представлены на рисунке 1.

Таблица 1 - Ретроспектива по объему жилищного строительства г. Нефтеюганска

Показатели	Показатель, тыс. м ²													
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1. Численность населения, тыс. чел.	114,4	115,7	117,2	117,3	122,0	123,3	125,2	125,9	125,9	125,4	125,4	126,6	127,4	127,5
1.1. Обеспеченность населения жилой площадью, м ² / чел.	14,9	15,1	15,2	15,5	15,2	15,2	15,1	15,3	15,6	16,1	16,4	16,4	16,5	16,9
1.2. Общая (отапливаемая) площадь, отнесенная к численности населения, м ² / чел.	15,9	16,2	16,3	16,6	16,3	16,3	16,2	16,4	16,7	17,2	17,6	16,3	16,4	16,8
2. Жилой фонд на начало периода - всего, в т.ч.:	1701,3	1744,3	1786,1	1821,2	1852,9	1879,8	1896,2	1927,5	1963,0	2012,9	2059,0	2075,1	2099,6	2149,7
2.1. Многоквартирные жилые дома	1656,8	1699,2	1737,0	1765,6	1789,5	1809,1	1821,2	1849,9	1882,0	1927,3	1969,7	1978,2	2000,5	2048,6
2.2. Индивидуальные жилые дома	44,5	45,1	49,1	55,6	63,5	70,7	74,9	77,6	81,0	85,6	89,4	96,9	99,1	101,1
3. Движение жилищного фонда														
3.1. Площадь жилых помещений на начало года, всего	1701,3	1744,3	1786,1	1821,2	1852,9	1879,8	1896,2	1927,5	1963,0	2012,9	2059,0	2061,9	2075,1	2099,6
3.2. Прибыло жилой площади за год, в том числе:	43,0	41,8	35,1	31,8	26,9	16,3	31,3	35,5	49,9	46,1	11,6	16,6	27,3	52
3.3.1. Новое строительство	43,0	41,8	35,1	31,8	26,9	16,3	31,3	38,0	51,9	46,1	14,4	12,3	27,3	52
3.3.1.1. Многоквартирные дома	42,4	37,8	28,6	23,9	19,6	12,1	28,7	34,6	47,3	42,3	12,2	11,46	25,1	50
3.3.1.1. Индивидуальные дома	0,6	4,0	6,5	7,8	7,3	4,2	2,7	3,4	4,6	3,8	2,2	0,84	2,2	2
3.3.2. Выбыло жилой площади за год, всего								2,5	1,9	0,0	2,8	3,4	2,8	1,9
3.4. Площадь жилых помещений на конец года, всего	1744,3	1786,1	1821,2	1852,9	1879,8	1896,2	1927,5	1963,0	2012,9	2059,0	2070,7	2075,1	2099,6	2149,7
4. Отапливаемая площадь жилой застройки	1823,7	1869,8	1914,4	1951,5	1985,1	2013,4	2030,6	2064,1	2102,0	2155,3	2204,5	2064,2	2089,6	2137,7
4.1. Многоквартирные жилые дома	1779,1	1824,7	1865,3	1895,9	1921,6	1942,7	1955,7	1986,5	2021,0	2069,7	2115,1	1967,3	1990,5	2036,6
4.2. Индивидуальные жилые дома	44,5	45,1	49,1	55,6	63,5	70,7	74,9	77,6	81,0	85,6	89,4	96,9	99,1	101,1

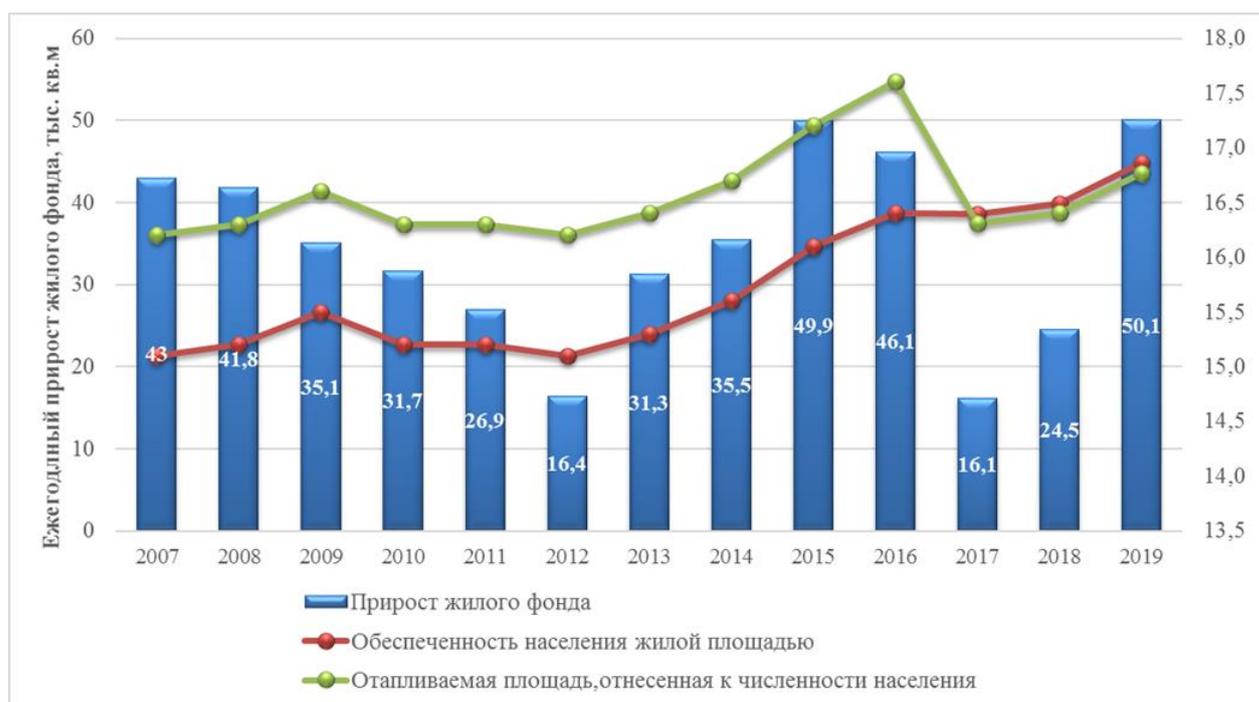


Рисунок 1 - Ретроспектива ввода жилых фондов на территории города Нефтеюганска

Минимум ввода жилых фондов отмечен в 2017 г., прирост жилых фондов составил 16,1 тыс. кв. м. Однако в период 2012-2015, как и в 2018-2019 гг., наблюдалось увеличение темпов ввода по сравнению с послекризисными 2008-2011 гг. Ускорение темпов жилищного строительства в последние годы привело к увеличению жилищной обеспеченности населения города до значения 16,9 кв.м/чел. в 2019 году.

В период с 2013 г. в г. Нефтеюганске реализуются мероприятия по ликвидации ветхого и аварийного жилого фонда. Сведения об убыли жилого фонда в период 2013-2019 гг. представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень ликвидированных объектов системы теплоснабжения в период 2013-2019 гг.

№ п/п	Микрорайон	Дом	Площадь жилых помещений кв.м.	Год сноса в рамках программы	Договорная нагрузка, Гкал/ч			
					отопление	вентиляция	ГВС	сумма
1	11	31	2507,7	2013	0,123		0,014	0,137
2	СМУ-1	1		2013	0,005		0,000	0,005
3	4	47		2013	0,068		0,002	0,070
4	5	58		2013	0,062		0,010	0,072
5	6	12		2013	0,133		0,013	0,146
6	4	53	1933,8	2014	0,068		0,001	0,069
7	5	53		2014	0,069		0,003	0,072
8	6	68		2014	0,071		0,004	0,075
9	6	10		2014	0,085		0,009	0,094
10	6	26	2763,2	2016	0,069		0,007	0,076
11	6	23		2016	0,068		0,008	0,076

№ п/п	Микрорайон	Дом	Площадь жилых помещений кв.м.	Год сноса в рамках программы	Договорная нагрузка, Гкал/ч			
					отопление	вентиляция	ГВС	сумма
12	ВПЧ	2		2016	0,102		0,010	0,113
13	СУ-905	47		2016	0,072		0,009	0,081
14	ВПЧ	1		2016	0,049		0,002	0,052
15	11А	13	926,1	2017	0,075		0,014	0,089
16	Аэропорт	1	909,9	2017	0,123	0,032	0,000	0,155
17	СУ-905	49	362,5	2017	0,041		0,007	0,048
18	11 мкр.	77	963	2017	0,123		0,007	0,130
19	11 мкр.	69	901,1	2018	0,05		0,012	0,062
20	11 а, ул.Березовая	10	957,1	2018	0,05		0,015	0,065
21	4	64	498,3	2019	0,057		0,004	0,0606
22	СУ-905	48	705,9	2019	0,0317		0,01	0,0417
23	11а, ул.Березовая	3	756,2	2019	0,034		0,011	0,045
ИТОГО снесено в период 2013-2019 гг.			13428,6		1,6287	0,032	0,172	1,8343

Как видно, среднегодовая убыль жилищного фонда составляет порядка 2,2 тыс. кв. м, среднегодовая убыль тепловой нагрузки составляет 0,3 Гкал/ч.

Приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления

Прогноз прироста перспективной застройки сформирован на основании следующих сведений, полученных при актуализации Схемы теплоснабжения:

- 1) Актуализированный Генеральный план города.
- 2) Действующие технические условия на присоединение перспективных потребителей. Учтены как сведения АО «ЮТТС», так и сведения ООО «РН-Юганскнефтегаз».
- 3) Утвержденные проекты планировок и межевания территории, предоставленные Департаментом градостроительства и земельных отношений.
- 4) Расчетные показатели ввода жилья на территории города Нефтеюганска в 2018-2025 годах (полученные Письмом Департамента градостроительных и земельных отношений от 26.01.2018 г. №1-1/46-488/18 «О рассмотрении схемы теплоснабжения»).
- 5) Сведения о фактически подключенных объектах к системам централизованного теплоснабжения за отчетный период.

Следует отметить, что площадь отапливаемых помещений многоквартирных домов отличается от жилой площади в большую сторону. Оба показателя приняты

согласно полученным сведениям (преимущественно – по проектам планировки территории). Для целей актуализации Схемы теплоснабжения первоочередную важность имеет отапливаемая площадь застройки, т.к. именно по величине данного показателя должна оцениваться потребность в тепловой мощности и тепловой энергии для перспективных потребителей.

Развитие города Нефтеюганска планируется, прежде всего, как за счет строительства новых жилых микрорайонов, так и «точечных» застроек в существующих жилых микрорайонах.

Наряду с развитием жилых микрорайонов планируется совершенствование и развитие системы общественных центров.

Для формирования прогноза объемов жилищного фонда на период действия актуализируемой схемы теплоснабжения до 2033 года выполнено разделение по кадастровым кварталам объемы существующего, сносимого и строящегося жилищного фонда сгруппированного в границах данных кварталов.

В генеральном плане и проектах планировок для некоторых типов объектов (детские сады, школы, больницы и пр.) указано количество мест для проектируемых до 2033 года объектов социальной и общественно-деловой сферы. Для приведения в сопоставимые условия с показателями жилищного фонда, выраженными в квадратных метрах общей площади, данные показатели для зданий общественного фонда были переведены в единицы площади в соответствии с указаниями СП 118.13330.2012* Общественные здания и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 31-06-2009 «Общественные здания и сооружения».

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2021 г. к категории «производственные здания промышленных предприятий» условно отнесены перспективные потребители коммунально-складского назначения:

- склады;
- парковки (подземные и надземные);
- автосервисы, мойки;
- предприятия сервисного обслуживания и т.д.

Указанные категории не будут потреблять горячую воду для обеспечения технологических процессов. Уточнение технологических потребностей промышленных потребителей, с учетом возможного перепрофилирования и расширения промышленных

зон, будет производиться при последующих актуализациях Схемы теплоснабжения, при возникновении необходимости.

Показатели прироста отапливаемых площадей строительного фонда представлены в таблице 3 (по единицам территориального деления).

Перечень сносимых объектов на территории города представлен в Главе 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов.

Таблица 3 - Приросты площадей строительного фонда в разрезе единиц территориального деления

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
1 микрорайон (86:20:000059)	0	30000	8000	0	38000	38000	38000										
1а-многоквартирные дома	0	30000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30000	30000	30000
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	8000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8000	8000	8000
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 микрорайон (86:20:000058)	0	25000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25000	25000	25000
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	25000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25000	25000	25000
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Микрорайон 2А (86:20:000064)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 микрорайон (86:20:000058)	0	23000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23000	23000	23000
1а-многоквартирные дома	0	23000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23000	23000	23000
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 микрорайон (86:20:0000051)	0	47178	38849	103983	38074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190010	228084	228084
1а-многоквартирные дома	0	47178	38561	103983	38074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	189722	227796	227796
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 микрорайон (86:20:0000046)	0	0	0	13349	11014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13349	24363	24363
1а-многоквартирные дома	0	0	0	9349	11014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9349	20363	20363
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	4000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4000	4000	4000
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 микрорайон (86:20:0000050)	0	36250	15967	12162	17739	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64379	82118	82118
1а-многоквартирные дома	0	36250	15967	12162	17739	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64379	82118	82118
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 микрорайон (86:20:0000056)	0	8000	4000	0	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12000	12800	12800
1а-многоквартирные дома	0	8000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8000	8000	8000
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
2-общественные здания	0	0	4000	0	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4000	4800	4800
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 микрорайон (86:20:0000049)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Микрорайон 8А (86:20:0000055)	0	0	7500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7500	7500	7500
1а-многоквартирные дома	0	0	7500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7500	7500	7500
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 микрорайон (86:20:0000044)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Микрорайон 9А (86:20:0000042)	0	13482	8323	8684	21812	19000	0	30489	71301	71301							
1а-многоквартирные дома	0	13482	8323	7784	21812	19000	0	0	0	0	0	0	0	0	29589	70401	70401

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10 микрорайон (86:20:0000041)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Микрорайон 10А (86:20:0000035)	0	27273	17601	20783	12982	4527	5475	0	0	0	0	0	0	0	65657	88641	88641
1а-многоквартирные дома	0	27273	13384	20783	12082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61440	73522	73522
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	4527	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4527	4527	4527
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 микрорайон (86:20:0000039)	0	20000	0	0	25495	35464	45838	61203	0	0	0	0	0	0	20000	188000	188000
1а-многоквартирные дома	0	20000	0	0	25495	35464	45838	61203	0	0	0	0	0	0	20000	188000	188000
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Микрорайон 11А (86:20:000005-29)	0	2253	1500	23000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26753	26753	26753

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
1а-многоквартирные дома	0	2253	1500	23000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26753	26753	26753
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Микрорайон 11Б (86:20:000040)	0	0	19284	24087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43371	43371	43371
1а-многоквартирные дома	0	0	19284	24087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43371	43371	43371
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Микрорайон 11В (86:20:000052)	0	33278	10845	33886	11585	0	78009	89594	89594								
1а-многоквартирные дома	0	10845	10845	33886	11520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55576	67096	67096
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	22434	0	0	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22434	22498	22498
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 микрорайон (86:20:000071)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
13 микрорайон (86:20:000073)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14 микрорайон (86:20:000076)	0	0	156	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	156	156	156
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	156	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	156	156	156
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 микрорайон (86:20:000075)	0	0	8808	15000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23808	23808	23808
1а-многоквартирные дома	0	0	0	15000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15000	15000	15000
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	8808	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8808	8808	8808
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 микрорайон (86:20:000075)	0	0	7500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7500	7500	7500
1а-многоквартирные дома	0	0	7500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7500	7500	7500
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Микрорайон 16А (86:20:000075)	0	0	225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	225	225	225
1а-многоквартирные дома	0	0	225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	225	225	225
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17 микрорайон (86:20:000077)	0	0	39006	76165	53254	107062	60000	0	115171	335487	335487						
1а-многоквартирные дома	0	0	39006	76165	53254	95186	0	0	0	0	0	0	0	0	115171	263611	263611
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	5776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5776	5776
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	6100	60000	0	0	0	0	0	0	0	0	66100	66100
Микрорайон 17А (86:20:000077)	0	0	3300	60252	12075	12075	27324	0	63552	115026	115026						
1а-многоквартирные дома	0	0	0	36152	8775	8775	0	0	0	0	0	0	0	0	36152	53702	53702
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	3300	3300	3300	3300	0	0	0	0	0	0	0	0	6600	13200	13200
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	10324	0	0	0	0	0	0	0	0	10324	10324
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	20800	0	0	17000	0	0	0	0	0	0	0	20800	37800	37800
86:20:000017 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Жилая ул. - Сургутская ул. - Объездная дорога)	0	2400	0	0	1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2400	3700	3700
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	2400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2400	2400	2400
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	1300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1300	1300
86:20:000032 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Объездная дорога - ул. Мира - Жилая ул.)	0	0	1100	3100	0	4200	4200	4200									
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	1100	3100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4200	4200	4200
86:20:000031 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Жилая - ул. Киевская - Парковая ул.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
86:20:000037 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Жилая ул. - ул. Мира - Парковая ул.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
86:20:0000038 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Парковая - ул. Киевская - ул. Нефтяников)	0	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3000	3000	3000
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3000	3000	3000
86:20:0000043 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Парковая ул. - ул. Мира - ул. Нефтяников)	0	0	0	7244	3523	2789	0	7244	13556	13556							
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	7244	2694	2789	0	0	0	0	0	0	0	0	7244	12727	12727
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
86:20:0000047 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Нефтяников - ул. Мира - ул. Строителей)	0	0	0	650	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	650	650	650
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	650	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	650	650	650
86:20:0000048 (зона, ограниченная улицами: ул. Набережная - ул. Коммунальная - Сургутская ул.)	0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500
86:20:0000054 (зона, ограниченная улицами: ул. Строителей - ул. Мира - ул. Набережная - ул. Сургутская)	534	0	0	2594	0	3128	3128	3128									
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	534	0	0	2594	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3128	3128	3128
86:20:0000065 (зона, ограниченная улицами: ул. Набережной - ул. Ленина - прот. Юганская Обь - Безымянный пр-д - 5 пр-д)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
86:20:000069 (зона, ограниченная улицами: 5 пр-д - Безымянный пр-д - прот. Юганская Обь - 8 пр-д)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
86:20:000070 (зона, ограниченная улицами: 6 пр-д - 8 пр-д - прот. Юганская Обь - микрорайон СУ-62)	1883	1579	4170	6275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13907	13907	13907
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-производственные здания промышленных предприятий	1883	1579	4170	6275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13907	13907	13907
Микрорайон СУ-62	0	25000	29454	28615	51100	20829	31032	3615	0	0	0	0	0	0	83069	189645	189645
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	25000	25000	25000	25000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75000	100000	100000
2-общественные здания	0	0	4454	3615	26100	20829	31032	3615	0	0	0	0	0	0	8069	89645	89645

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
86:20:0000036 (зона, ограниченная ул. Усть-Балыкская - Объездная дорога - ул. Ленина - Аэропорт Нефтеюганск)	0	0	41117	48111	52221	8155	8254	19176	0	0	0	0	0	0	89228	177034	177034
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	41117	48111	52221	8155	8159	19176	0	0	0	0	0	0	89228	176939	176939
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	96	0	0	0	0	0	0	0	0	96	96
86:20:0000061	0	0	0	1293	0	2390	7471	0	0	0	0	0	0	0	1293	11154	11154
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	758	0	0	7471	0	0	0	0	0	0	0	758	8229	8229
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	535	0	2390	0	0	0	0	0	0	0	0	535	2925	2925
86:20:0000060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3032	250	0	0	0	0	0	3282
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3032	0	0	0	0	0	0	3032
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0	0	0	0	0	250
86:20:0000074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49357	0	0	0	0	0	49357
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Микрорайон	Ежегодный прирост отапливаемых площадей, кв. м														Прирост отапливаемых площадей нарастающим итогом, кв. м		
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49357	0	0	0	0	0	49357
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
86:20:0000045	0	0	0	0	0	0	0	0	6000	0	0	0	0	0	0	6000	6000
1а-многоквартирные дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1б-индивидуальные жилые дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-общественные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	6000	0	0	0	0	0	0	6000	6000
3-производственные здания промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по муниципальному образованию	2417	295194	269727	488333	311244	207764	179920	83994	6000	3032	49607	0	0	0	1055671	1844593	1897232
1а-многоквартирные дома	0	218281	162095	362351	199765	158425	45838	61203	0	0	0	0	0	0	742727	1207958	1207958
1б-индивидуальные жилые дома	0	25000	36300	28300	28300	3300	0	0	0	0	0	0	0	0	89600	121200	121200
2-общественные здания	0	49834	63062	63728	81879	37549	56986	22791	6000	3032	49357	0	0	0	176624	381829	434218
3-производственные здания промышленных предприятий	2417	2079	8270	33954	1300	8490	77096	0	0	0	250	0	0	0	46720	133606	133856

1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

Статистический анализ фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов источников централизованного теплоснабжения, выполненный для определения базового спроса на тепловую энергию показал, что фактическая отпускаемая в тепловые сети величина тепловой энергии, определенная по параметрам теплоносителя, отпускаемым с источников в наиболее характерные сутки, ниже суммарных договорных нагрузок потребителей и расчётных значений тепловых потерь.

Оценка базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения представлена в разделе 5 Главы 1 обосновывающих материалов. По результатам оценки величины фактических нагрузок за 2019 год было установлено, что ее значение составляет порядка 97% от величины договорных нагрузок.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно для разработки схемы теплоснабжения, кардинальным образом влияя на планируемые мероприятия по развитию источников теплоснабжения и тепловых сетей (принятие в расчёт договорных, но реально не достигаемых нагрузок может на порядок увеличить капитальные затраты на прогнозные мероприятия, которые окажутся невостребованными). Расхождение, как можно предположить, обусловлено методическими погрешностями при расчёте проектных тепловых нагрузок, методическими погрешностями расчёта по укрупнённым показателям (объемам, площадям отапливаемых зданий), унаследованной психологией системы распределения благ при их дефиците (запрос потребителя превышает потребность), т.е. проекты застройки реализовывались с существенным запасом. Снижение фактических нагрузок по сравнению с договорными отчасти вызвано и тем, что некоторые потребители, относящиеся к категории промышленных, отключили часть своих теплоснабжающих установок, сохранив прежнюю договорную нагрузку. Подтверждением невостребованности услуг централизованного теплоснабжения может служить плановое отключение потребителей от централизованного теплоснабжения (согласно исходным данным для актуализации Схемы теплоснабжения).

Исходя из существенного отличия договорных и фактических нагрузок,

АО «ЮТТС» за последние годы проводило организационные мероприятия по корректировке (уточнению) тепловых нагрузок.

Необходимо отметить, что массовые жалобы потребителей на недостаточное количество подаваемой теплоты в г. Нефтеюганске отсутствуют. Возникающие жалобы связаны с локальными проблемами зон и отапливаемых объектов.

В таблице 4 представлены значения договорного потребления тепловой энергии в расчетных единицах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха, по состоянию на 2019 г.

Таблица 4 - Значения договорного потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Единица территориального деления	Договорная присоединенная нагрузка по состоянию на базовый период - 2019 г., Гкал/ч		
	отопление и вентиляция	ГВС _{ср}	СУММА
1 микрорайон (86:20:0000059)	6,566	1,516	8,082
2 микрорайон (86:20:0000058)	10,774	1,246	12,021
Микрорайон 2А (86:20:0000064)	5,837	0,320	6,157
3 микрорайон (86:20:0000058)	5,752	1,155	6,907
4 микрорайон (86:20:0000051)	0,833	0,129	0,962
5 микрорайон (86:20:0000046)	5,049	0,227	5,276
6 микрорайон (86:20:0000050)	4,994	0,743	5,737
7 микрорайон (86:20:0000056)	13,301	1,604	14,905
8 микрорайон (86:20:0000049)	6,565	0,943	7,508
Микрорайон 8А (86:20:0000055)	7,013	0,724	7,738
9 микрорайон (86:20:0000044)	7,728	0,326	8,054
Микрорайон 9А (86:20:0000042)	1,639	0,017	1,656
10 микрорайон (86:20:0000041)	6,216	0,294	6,510
Микрорайон 10А (86:20:0000035)	0,244	0,000	0,244
11 микрорайон (86:20:0000039)	5,649	1,123	6,771
Микрорайон 11А (86:20:000005-29)	5,191	0,594	5,785
Микрорайон 11Б (86:20:0000040)	7,503	1,428	8,931
12 микрорайон (86:20:0000071)	10,790	2,322	13,112
13 микрорайон (86:20:0000073)	10,690	2,603	13,293
14 микрорайон (86:20:0000076)	11,644	1,008	12,653
15 микрорайон (86:20:0000075)	6,921	1,648	8,568
16 микрорайон (86:20:0000075)	7,788	1,681	9,470
Микрорайон 16А (86:20:0000075)	7,910	1,419	9,329
17 микрорайон (86:20:0000077)	2,709	0,137	2,846
86:20:0000016 (ул.Ленина, Лыжная база)	0,546	0,002	0,548
86:20:0000017 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Жилая ул. - Сургутская ул. - Объездная дорога)	9,974	0,043	10,017
86:20:0000032 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Объездная дорога - ул. Мира - Жилая ул.)	3,529	0,072	3,600
86:20:0000031 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Жилая - ул. Киевская - Парковая ул.)	5,102	0,083	5,185

Единица территориального деления	Договорная присоединенная нагрузка по состоянию на базовый период - 2019 г., Гкал/ч		
	отопление и вентиляция	ГВС _{ср}	СУММА
86:20:0000037 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Жилая ул. - ул. Мира - Парковая ул.)	7,468	0,155	7,623
86:20:0000038 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Парковая - ул. Киевская - ул. Нефтяников)	13,350	0,103	13,454
86:20:0000043 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Парковая ул. - ул. Мира - ул. Нефтяников)	5,752	0,369	6,122
86:20:0000047 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Нефтяников - ул. Мира - ул. Строителей)	11,041	0,044	11,085
86:20:0000048 (зона, ограниченная улицами: ул. Набережная - ул. Коммунальная - Сургутская ул.)	11,666	0,102	11,768
86:20:0000054 (зона, ограниченная улицами: ул. Строителей - ул. Мира - ул. Набережная - ул. Сургутская)	12,935	0,059	12,994
86:20:0000065 (зона, ограниченная улицами: ул. Набережной - ул. Ленина - прот. Юганская Обь - Безымянный пр-д - 5 пр-д)	2,845	0,102	2,948
86:20:0000069 (зона, ограниченная улицами: 5 пр-д - Безымянный пр-д - прот. Юганская Обь - 8 пр-д)	3,319	0,104	3,423
86:20:0000070 (зона, ограниченная улицами: 6 пр-д - 8 пр-д - прот. Юганская Обь - микрорайон СУ-62)	3,411	0,235	3,646
86:20:0000036 (зона, ограниченная ул. Усть-Балыкская - Объездная дорога - ул. Ленина - Аэропорт Нефтеюганск)	3,371	0,030	3,401
ИТОГО по единицам территориального деления	253,619	24,711	278,33

В настоящее время средства измерения расхода тепловой энергии и теплоносителя, установленные на ЦК-1 и ЦК-2, работают через систему управления и сбора данных АМАКС. Данная система архивирования информации не предусматривает хранение информации посуточно. Следовательно, наиболее достоверным способом определения фактической потребности в тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха является оценочный расчет на основании посуточных показаний потребления топлива (аналогичный расчет производился в базовой версии).

При актуализации схемы теплоснабжения, по согласованию с персоналом теплоснабжающей организации, значение расчетных тепловых нагрузок на коллекторах принято определять по наиболее характерным суткам. В качестве наиболее характерных в 2019 году были определены 10 и 11 января (параметры теплоносителя, отпускаемого в тепловые сети основных источников города,

представлены в п.1.5.2 Главы 1 Обосновывающих материалов настоящей актуализации схемы теплоснабжения).

Результаты расчета фактической присоединенной нагрузки конечных потребителей представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Результаты расчета фактической присоединенной нагрузки конечных потребителей

№ п/п	Наименование теплоисточника	Фактический баланс тепловой мощности, Гкал/ч			
		Выработка тепловой мощности	Собственные нужды	Потери в тепловых сетях	Нагрузка конечных потребителей
1	ЦК-1	220	6,3	12,9	200,6
2	ЦК-2	88,2	3,28	9,49	75,39
3	Котельная СУ-62	2,07	0,07	0,34	1,67
ИТОГО по СЦТ на базе котельных АО «ЮТТС»		310,0	9,6	22,8	277,6
4	Котельная Юго-Западная	14,15	0,33	1,39	12,42
ИТОГО по источникам централизованного теплоснабжения		324,2	10,0	24,2	290,1

Учитывая отсутствие систематических жалоб на качество оказываемых услуг по теплоснабжению, можно констатировать снижение потребности в тепловой энергии подключенными объектами. Наряду со снижением фактической нагрузки, теплоснабжающие организации производят организационные мероприятия по уточнению договорных нагрузок, что позволяет корректно оценивать балансы тепловой мощности в системах централизованного теплоснабжения.

При некотором увеличении тепловой нагрузки за счет ввода новых строительных фондов роста отпуска тепловой энергии не происходит. Наиболее вероятным объяснением может служить:

1) Ликвидация ветхих строительных фондов, по сведениям Департамента ЖКХ Администрации города Нефтеюганска в период 2013-2019 гг. снесено 23 дома площадью 13428,6 м². Договорная нагрузка снесенных объектов составляет 1,8343 Гкал/ч. Сведения о снесенных объектах представлены в разделе 1.5.4.

2) Ликвидация или ограничение вентиляционной нагрузки потребителей. Косвенно данный фактор подтверждается снижением полезного отпуска прочих категорий потребителей с 243,8 до 217,4 тыс. Гкал (см. таблицу ниже).

Таблица 6 - Структура потребления тепловой энергии различными категориями потребителей АО «ЮТТС»

Категория	2015	2016	2017	2018	2019
Полезный отпуск потребителям АО "ЮТТС", Гкал					
Управляющие компании + ООС	621883	670294	636047	649584	650811
Бюджет	122693	119486	117433	121949	113217
Прочие	216401	204771	217392	217903	211229,4
Структура потребления, %					
Управляющие компании + ООС	64,70%	67,40%	65,50%	65,65%	66,73%
Бюджет	12,80%	12,00%	12,10%	12,33%	11,61%
Прочие	22,50%	20,60%	22,40%	22,02%	21,66%

3) Повышение энергоэффективности сохраняемых фондов (установка энергоэффективных окон, утепление фасадов зданий, ликвидация перетопов за счет внедрения современного высокоэффективного оборудования и т.п.);

4) Снижение фактических потерь в тепловых сетях за счет их реконструкции.

Влияние указанных факторов может компенсировать прирост потребления тепловой энергии новостройками, что является довольно частой ситуацией для крупных городов России.

Таким образом, при актуализации прогнозного потребления учет фактически наблюдаемого повышения энергоэффективности (снижения удельного теплопотребления) в существующих системах теплоснабжения, как у потребителей, так и при транспортировке тепловой энергии за счёт реконструкции тепловых сетей, важен как для получения более адекватной оценки итогового роста тепловых нагрузок (уточнение резервов/ дефицитов тепловой мощности и планирования мероприятий), так и для оценки перспективного теплопотребления, определяющего прогнозные тарифы на тепловую энергию.

Объемы потребления тепловой энергии

Значения потребления тепловой энергии за период 2013-2017 гг. представлены в таблицах 7 и 8. Информация о распределении потребления тепловой энергии по элементам территориального деления за 2018-2019 гг. отсутствует.

Основную долю потребления по АО «ЮТТС» занимает покрытие тепловых нагрузок в отопительный период в отопительный период (сохраняется на уровне 94-95% от общего потребления). На Юго-Западной котельной 100% тепловой энергии отпускается в отопительный период, т.к. нагрузка ГВС отсутствует.

Объемы потребления теплоносителя

Существующие объемы потребления теплоносителя представлены в части 7 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов.

Таблица 7 - Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Единица территориального деления	Полезный отпуск, Гкал					Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал				
	2013	2014	2015	2016	2017	2013	2014	2015	2016	2017
1 микрорайон (86:20:0000059)	23929	24172	23348	24204	23680	22708	22948	22160	22925	22747
2 микрорайон (86:20:0000058)	32243	32571	31461	32614	31908	30599	30922	29860	30891	30651
Микрорайон 2А (86:20:0000064)	16443	16610	16044	16632	16272	15604	15769	15227	15753	15631
3 микрорайон (86:20:0000058)	19027	19221	18566	19246	18830	18057	18247	17621	18230	18088
4 микрорайон (86:20:0000051)	5152	5205	5027	5212	5099	4890	4941	4772	4936	4898
5 микрорайон (86:20:0000046)	22185	22410	21647	22440	21954	21053	21276	20545	21255	21089
6 микрорайон (86:20:0000050)	19531	19729	19057	19755	19328	18534	18730	18087	18712	18566
7 микрорайон (86:20:0000056)	35731	36094	34865	36142	35360	33909	34266	33090	34233	33967
8 микрорайон (86:20:0000049)	27104	27380	26447	27416	26823	25722	25994	25101	25968	25766
Микрорайон 8А (86:20:0000055)	27876	28160	27200	28197	27587	26455	26734	25816	26707	26500
9 микрорайон (86:20:0000044)	37824	38209	36907	38259	37431	35895	36274	35028	36238	35957
Микрорайон 9А (86:20:0000042)	5685	5742	5547	5750	5625	5395	5452	5264	5446	5404
10 микрорайон (86:20:0000041)	34945	35300	34097	35346	34581	33162	33512	32361	33479	33219
Микрорайон 10А (86:20:0000035)	4370	4414	4264	4420	4325	4147	4191	4047	4187	4154
11 микрорайон (86:20:0000039)	29460	29759	28745	29798	29153	27957	28252	27282	28224	28005
Микрорайон 11А (86:20:000005-29)	32188	32515	31407	32558	31853	30546	30868	29808	30838	30598
Микрорайон 11Б (86:20:0000040)	32984	33319	32184	33363	32641	31302	31632	30546	31601	31355
12 микрорайон (86:20:0000071)	49522	50025	48321	50091	49007	46996	47492	45861	47445	47076
13 микрорайон (86:20:0000073)	57034	57614	55651	57690	56442	54126	54697	52818	54643	54218
14 микрорайон (86:20:0000076)	57989	58579	56583	58656	57387	55032	55612	53703	55558	55126
15 микрорайон (86:20:0000075)	35064	35420	34214	35467	34700	33276	33627	32472	33594	33332
16 микрорайон (86:20:0000075)	36960	37336	36064	37385	36576	35076	35446	34228	35411	35135
Микрорайон 16А (86:20:0000075)	31825	32149	31054	32191	31495	30202	30521	29473	30491	30254
17 микрорайон (86:20:0000077)	8912	9003	8696	9015	8819	8458	8547	8253	8538	8472
86:20:0000017 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Жилая ул. - Сургутская ул. - Объездная дорога)	27219	27496	26559	27532	26936	25831	26103	25207	26078	25875
86:20:0000032 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Объездная дорога - ул. Мира - Жилая ул.)	12575	12703	12270	12720	12445	11934	12060	11646	12048	11954
86:20:0000031 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Жилая - ул. Киевская - Парковая ул.)	32045	32371	31268	32414	31712	30411	30732	29676	30702	30463
86:20:0000037 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Жилая ул. - ул. Мира - Парковая ул.)	19242	19438	18775	19463	19042	18261	18453	17820	18435	18292
86:20:0000038 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Парковая - ул. Киевская - ул. Нефтяников)	27219	27496	26559	27532	26936	25831	26103	25207	26078	25875

Единица территориального деления	Полезный отпуск, Гкал					Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал				
	2013	2014	2015	2016	2017	2013	2014	2015	2016	2017
86:20:0000043 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Парковая ул. - ул. Мира - ул. Нефтяников)	18715	18906	18262	18931	18521	17761	17948	17332	17931	17791
86:20:0000047 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Нефтяников - ул. Мира - ул. Строителей)	33331	33670	32523	33715	32985	31632	31965	30867	31934	31685
86:20:0000047 (зона, ограниченная улицами: ул. Набережная - ул. Коммунальная - Сургутская ул.)	34650	35002	33810	35048	34290	32883	33229	32088	33197	32939
86:20:0000054 (зона, ограниченная улицами: ул. Строителей - ул. Мира - ул. Набережная - ул. Сургутская)	39002	39399	38056	39451	38597	37013	37404	36119	37367	37076
86:20:0000065 (зона, ограниченная улицами: ул. Набережной - ул. Ленина - прот. Юганская Обь - Безымянный пр-д - 5 пр-д)	39060	39458	38113	39509	38654	37068	37459	36173	37423	37132
86:20:0000069 (зона, ограниченная улицами: 5 пр-д - Безымянный пр-д - прот. Юганская Обь - 8 пр-д)	24514	24763	23919	24796	24259	23264	23509	22702	23486	23303
86:20:0000070 (зона, ограниченная улицами: 6 пр-д - 8 пр-д - прот. Юганская Обь - микрорайон СУ-62)	1109	1120	1082	1122	1097	1052	1063	1027	1062	1054
Микрорайон СУ-62	4786	4835	4670	4841	4736	4542	4590	4432	4585	4550
86:20:0000036 (зона, ограниченная ул. Усть-Балыкская - Объездная дорога - ул. Ленина - Аэропорт Нефтеюганск)	26899	27173	26247	27209	26620	25527	25797	24911	25771	25571
ИТОГО по единицам территориального деления	1024350	1034767	999513	1036128	1013706	972110	982365	948629	981400	973768

Таблица 8 - Значения потребления тепловой энергии в зоне действия источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Полезный отпуск, Гкал					Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал				
		2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
1	ЦК-1	711923	752069	722366	726763	665604	674748	702814	682456	707165	659542
2	ЦК-2	237918	233598	242004	255894	302721	224209	228126	242004	249434	261662
3	Котельная СУ-62	8149	7089	6502	6779	6931	8149	7089	6474	6779	6931
4	Котельная п. Звездный	2987	1794	0	0	0	2987	1794	0	0	0
ИТОГО по ЦТ на базе котельных АО «ЮТТС»		960977	994551	970872	991454	977275	910093	939823	930934	963378	928135
5	Котельная Юго-Западная	38536	41577	42834	41577	42834	38536	41577	42834	41577	42834
ИТОГО по источникам централизованного теплоснабжения		999513	1036128	1013706	981400	973768	948629	981400	973768	1004955	970969

Приросты потребления тепловой мощности

Прирост потребления тепловой мощности пропорционально вводу строительных фондов ожидается на уровне 116,1 Гкал/ч. Как показано в разделе 2.4.1 Главы 2 обосновывающих материалов, ежегодно прослеживается динамика снижения договорных и фактических нагрузок, а также полученной расчетным способом приведенной нагрузки (приведена к единой продолжительности отопительного периода и средней температуры наружного воздуха). Также не выявлена динамика ежегодного увеличения полезного отпуска потребителям. Причины следующие: реализация мероприятий по энергосбережению у существующих потребителей (реализация программы энергосбережения до 2025 г.), а также снос строительных фондов.

В таблице 9 представлен абсолютный прирост тепловых нагрузок, учитывающий приросты, в связи с новым строительством, убылью существующего фонда и повышением энергоэффективности сохраняемого фонда по единицам территориального деления и источникам тепловой энергии соответственно. Отрицательные значения свидетельствуют о превышении темпа убыли и энергоэффективности по сравнению с приростом тепловой нагрузки по рассматриваемой единице территориального деления.

Таблица 9 - Абсолютный прирост тепловых нагрузок по единицам территориального деления

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ЦК-1															
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	-1,146	6,875	12,432	20,309	10,673	4,403	8,254	1,750	0,000	0,000	1,561	0,000	0,000	0,000
ГВС (средняя)	Гкал/ч	-0,182	1,892	1,550	4,244	1,447	0,265	0,112	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сумма	Гкал/ч	-1,328	8,766	13,982	24,554	12,120	4,668	8,366	1,750	0,000	0,000	1,561	0,000	0,000	0,000
ЦК-2															
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,0	3,455	9,462	4,024	6,728	3,298	2,807	0,290	2,880	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,0	0,427	0,450	0,419	0,446	0,204	0,082	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сумма	Гкал/ч	0,0	3,882	9,911	4,443	7,174	3,502	2,889	0,290	2,880	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СУ-62															
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,0	0,0	-0,183	0	-0,710	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,0	0,0	-0,043	0	-0,180	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма	Гкал/ч	0,0	0,0	-0,227	0	-0,889	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Юго-Западная															
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГВС (средняя)	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумма	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого по муниципальному образованию															
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	-1,146	10,33	21,711	24,333	16,691	7,701	11,061	2,04	2,88	0	1,561	0	0	0
ГВС (средняя)	Гкал/ч	-0,182	2,319	1,957	4,663	1,713	0,469	0,194	0	0	0	0	0	0	0
Сумма	Гкал/ч	-1,328	12,648	23,666	28,997	18,405	8,17	11,255	2,04	2,88	0	1,561	0	0	0
Суммарно нарастающим итогом															
ЦК-1	Гкал/ч	-1,328	7,438	21,420	45,974	58,094	62,762	71,128	72,878	72,878	72,878	74,439	74,439	74,439	74,439
ЦК-2	Гкал/ч	0,000	3,882	13,795	18,238	25,411	28,913	31,802	32,092	34,972	34,972	34,972	34,972	34,972	34,972
Котельная СУ-62	Гкал/ч	0,000	0,000	-0,227	-0,227	-1,116	-1,116	-1,116	-1,116	-1,116	-1,116	-1,116	-1,116	-1,116	-1,116
Юго-Западная	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Приросты потребления тепловой энергии

В таблице 10 отражены абсолютные приросты полезного отпуска (с учетом снижения теплопотребления на нужды существующего фонда), принятые для инвестиционного планирования в рамках актуализации Схемы теплоснабжения на 2021 г.

Приросты потребления теплоносителя

Приросты потребления теплоносителя представлены в разделе 3.

Таблица 10 - Прогноз абсолютного прироста потребления тепловой энергии (с учетом снижения теплотребления на нужды существующего фонда), в зоне действия существующих источников тепловой энергии (для инвестиционного планирования)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Ежегодное увеличение теплотребления, Гкал														Прирост теплотребления нарастающим итогом, Гкал		
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023	2028	2033
1	ЦК-1	-4380,9	8675,2	34078,6	56583,6	68691,3	32605,9	19058,2	21050,2	4040,9	0,0	1544,8	3604,5	0,0	0,0	94956,6	240403,2	245552,5
	отопление и вентиляция	-3781,6	6803,1	28176,8	48804,9	57458,8	29003,3	18335,8	20791,6	4040,9	0,0	1544,8	3604,5	0,0	0,0	80003,2	209633,7	214783,0
	ГВС (средняя)	-599,3	1872,1	5901,8	7778,7	11232,5	3602,6	722,4	258,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14953,4	30769,5	30769,5
2	ЦК-2	0	4676,8	22852,1	33211,6	21131,3	24383,8	13323,7	8469,8	4284,5	8095,2	0,0	0,0	0,0	0,0	60740,5	132333,6	140428,8
	отопление и вентиляция	0	4162,4	21110,2	31443,1	19416,5	22884,2	12651,5	8239,3	4284,5	8095,2	0,0	0,0	0,0	0,0	56715,6	124191,7	132286,9
	ГВС (средняя)	0	514,4	1741,9	1768,6	1714,8	1499,5	672,2	230,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4024,9	8141,9	8141,9
3	Котельная СУ-62	0	0	-939,7	0	-3700,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-939,7	-4640,3	-4640,3
	отопление и вентиляция	0	0	-760,9	0	-2952,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-760,9	-3713,1	-3713,1
	ГВС (средняя)	0	0	-178,8	0	-748,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-178,8	-927,2	-927,2
ИТОГО по котельным в зоне АО «ЮТТС»		-4380,9	13352,0	55991,0	89795,3	86122,1	56989,6	32381,9	29520,1	8325,4	8095,2	1544,8	3604,5	0,0	0,0	154757,4	368096,5	381341,0
отопление и вентиляция		-3781,6	10965,5	48526,0	80248,0	73923,1	51887,5	30987,3	29031,0	8325,4	8095,2	1544,8	3604,5	0,0	0,0	135957,9	330112,3	343356,8
ГВС		-599,3	2386,5	7465,0	9547,3	12198,9	5102,1	1394,6	489,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18799,5	37984,2	37984,2
4	Котельная Юго-Западная	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	отопление и вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ГВС (средняя)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по котельной ООО «РН-Юганскнефтегаз»		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление и вентиляция		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВС		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по г.Нефтеюганску		-4380,9	13352,0	55991,0	89795,3	86122,1	56989,6	32381,9	29520,1	8325,4	8095,2	1544,8	3604,5	0,0	0,0	154757,4	368096,5	381341,0
отопление и вентиляция		-3781,6	10965,5	48526,0	80248,0	73923,1	51887,5	30987,3	29031,0	8325,4	8095,2	1544,8	3604,5	0,0	0,0	135957,9	330112,3	343356,8
ГВС		-599,3	2386,5	7465,0	9547,3	12198,9	5102,1	1394,6	489,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18799,5	37984,2	37984,2

1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе

В результате сбора исходных данных, проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах в виде горячей воды или пара не выявлено.

В настоящий момент существующие предприятия не имеют проектов расширения или увеличения мощности производства в существующих границах. Запланированные преобразования на территории промышленных предприятий имеют административную направленность и не окажут влияния на уровни потребления тепловой энергии города.

Кроме того, при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия могут устанавливать собственные источники тепловой энергии, которые работают для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара или горячей воды на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для строительства новых промышленных предприятий.

Перспективные объекты коммунально-складского назначения не будут потреблять тепловую энергию в виде пара на технологические нужды.

Отпуск тепловой энергии таким потребителям будет осуществляться с горячей водой и расходоваться на обеспечение нужд отопления, вентиляции и ГВС.

1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городу

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки указывается с учетом площади действия источника тепловой энергии и нагрузки, которая к нему подключена. Существующее и перспективное значение средневзвешенной плотности тепловой нагрузки представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки

Наименование котельной	Существующая средневзвешенная плотность тепловой нагрузки (Гкал/ч)/Га	Перспективная средневзвешенная плотность тепловой нагрузки (Гкал/ч)/Га
ЦК-1	0,42	0,49
ЦК-2	0,46	0,46
СУ-62	0,14	-
Юго-Западная	0,12	-

РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

Распределение зон действия котельных города Нефтеюганска приведено на рисунке 2.

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей города Нефтеюганска, расположенных в зонах действия котельных АО «ЮТТС», составляет 278,33 Гкал/ч.

Зона действия ЦК-1

Зона действия ЦК-1 представлена на рисунке 2. Микрорайоны, попадающие в зону действия котельной ЦК-1 представлены в таблице 12.

В зоне действия ЦК-1 суммарная присоединенная тепловая нагрузка абонентов составляет 187,5 Гкал/ч. Зона действия ЦК-1 сформирована радиальными тепловыми сетями, с резервированием по большей части кварталов. Котельная имеет технологические связи с ЦК-2, секционирующие задвижки и существующие переемы между котельными приведены в разделе 3 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов. В летний период котельная ЦК-1 работает на свою зону, а также на зону котельной ЦК-2.

Зона действия ЦК-2

Зона действия ЦК-2 представлена на рисунке 3. Микрорайоны, попадающие в зону действия котельной ЦК-2 представлены в таблице 12.

В зоне действия ЦК-2 суммарная присоединенная тепловая нагрузка абонентов составляет 88,91 Гкал/ч. Зона действия ЦК-2 сформирована радиальными тепловыми сетями, с резервированием по большей части кварталов. Котельная имеет технологические связи с ЦК-1, секционирующие задвижки и существующие переемы между котельными приведены в разделе 3 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов. В летний период котельная ЦК-2 не работает. Тепловые нагрузки ЦК-2 в летний период покрывает котельная ЦК-1 через открытые переемы.

Зона действия котельной СУ-62

Зона действия котельной СУ-62 представлена на рисунке 4. Микрорайоны, попадающие в зону действия котельной СУ-62 представлены в таблице 12.

В зоне действия котельной СУ-62 суммарная присоединенная тепловая нагрузка абонентов составляет 1,92 Гкал/ч.

В соответствии с Постановлением администрации города Нефтеюганска №663 – П от 19.12.2018 г. был выведен из эксплуатации источник теплоснабжения города - котельная пос. Звездный, которая ранее обслуживалась АО «ЮТТС». Потребители пос. Звездный были переключены на теплоснабжение от ЦК-2.

Зона действия котельной Юго-Западная

Зона действия котельной Юго-Западная представлена на рисунке 4. Микрорайоны, попадающие в зону действия котельной Юго-Западная представлены в таблице 12.

В зоне действия котельной Юго-Западная суммарная присоединенная тепловая нагрузка абонентов составляет 19,7 Гкал/ч.

Зона индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в городе Нефтеюганске сформированы в основном в 11А и 15 микрорайонах, доля которых составляет около 1,0 % от общей площади жилого фонда. Теплоснабжение данных зданий осуществляется с использованием печного, электрического отопления и индивидуальных газовых котлов. Зона действия индивидуального теплоснабжения показана на рисунке 2.

Таблица 12 - Районы теплоснабжения котельных г. Нефтеюганска

Наименование	ЦК-1	ЦК-2	Су-62	Юго-Западная
Район теплоснабжения	1 мкрн, 2 мкрн, мкрн 2А, 3 мкрн, 4 мкрн, 5 мкрн, 6 мкрн, 7 мкрн, 8 мкрн, 9 мкрн, 10, мкрн, 11 мкрн, мкрн 11Б, 12 мкрн, 13 мкрн, 14 мкрн, 15 мкрн, 16 мкрн, мкрн 16А, 17 мкрн	7 мкрн, 8 мкрн, мкрн 8А, 9 мкрн, мкрн 9А, 10 мкрн, мкрн 10А мкрн 11А	мкрн СУ-62	86:20:0000069 (зона, ограниченная улицами: 5 пр-д - Безымянный пр-д - прот. Юганская Обь - 8 пр-д)
	86:20:0000047 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Нефтяников - ул. Мира - ул. Строителей);	86:20:0000017 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Жилая ул. - Сургутская ул. - Объездная дорога)	-	86:20:0000070 (зона, ограниченная улицами: 6 пр-д - 8 пр-д - прот. Юганская Обь - микрорайон СУ-62)
	86:20:0000047 (зона, ограниченная улицами: ул. Набережная - ул.	86:20:0000032 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Объездная	-	-

Наименование	ЦК-1	ЦК-2	Су-62	Юго-Западная
	Коммунальная - Сургутская ул.)	дорога - ул. Мира - Жилая ул.)		
	86:20:0000054 (зона, ограниченная улицами: ул. Строителей - ул. Мира - ул. Набережная - ул. Сургутская)	86:20:0000031 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Жилая - ул. Киевская - Парковая ул.)	-	-
	86:20:0000065 (зона, ограниченная улицами: ул. Набережной - ул. Ленина - прот. Юганская Обь - Безымянный пр-д - 5 пр-д)	86:20:0000037 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Жилая ул. - ул. Мира - Парковая ул.)	-	-
	-	86:20:0000038 (зона, ограниченная улицами: ул. Сургутская - ул. Парковая - ул. Киевская - ул. Нефтяников)	-	-
	-	86:20:0000043 (зона, ограниченная улицами: ул. Киевская - Парковая ул. - ул. Мира - ул. Нефтяников)	-	-
	-	86:20:0000036 (зона, ограниченная ул. Усть-Балькская - Объездная дорога - ул. Ленина - Аэропорт Нефтеюганск)	-	-

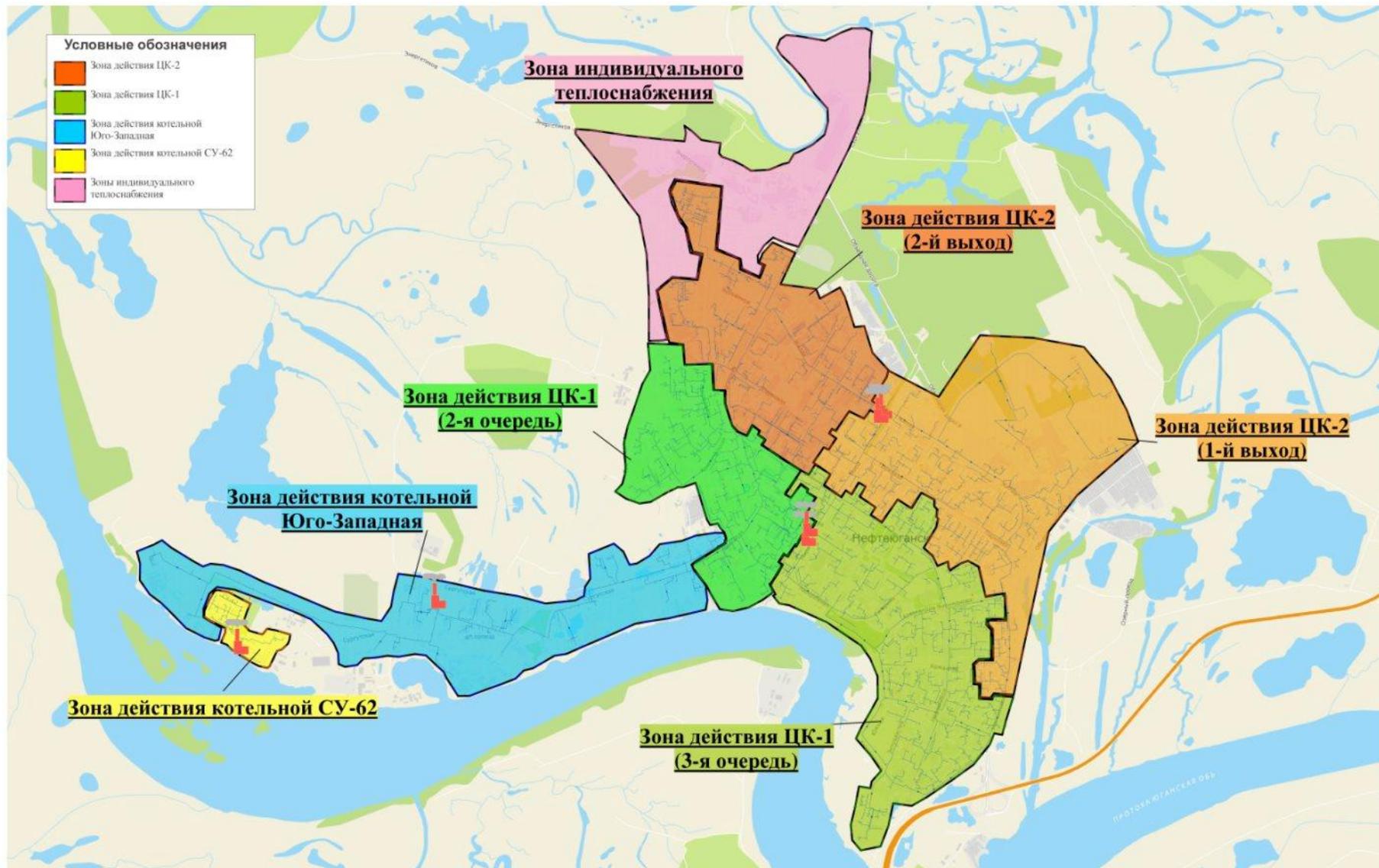


Рисунок 2 - Зоны действия источников тепловой энергии г. Нефтеюганска

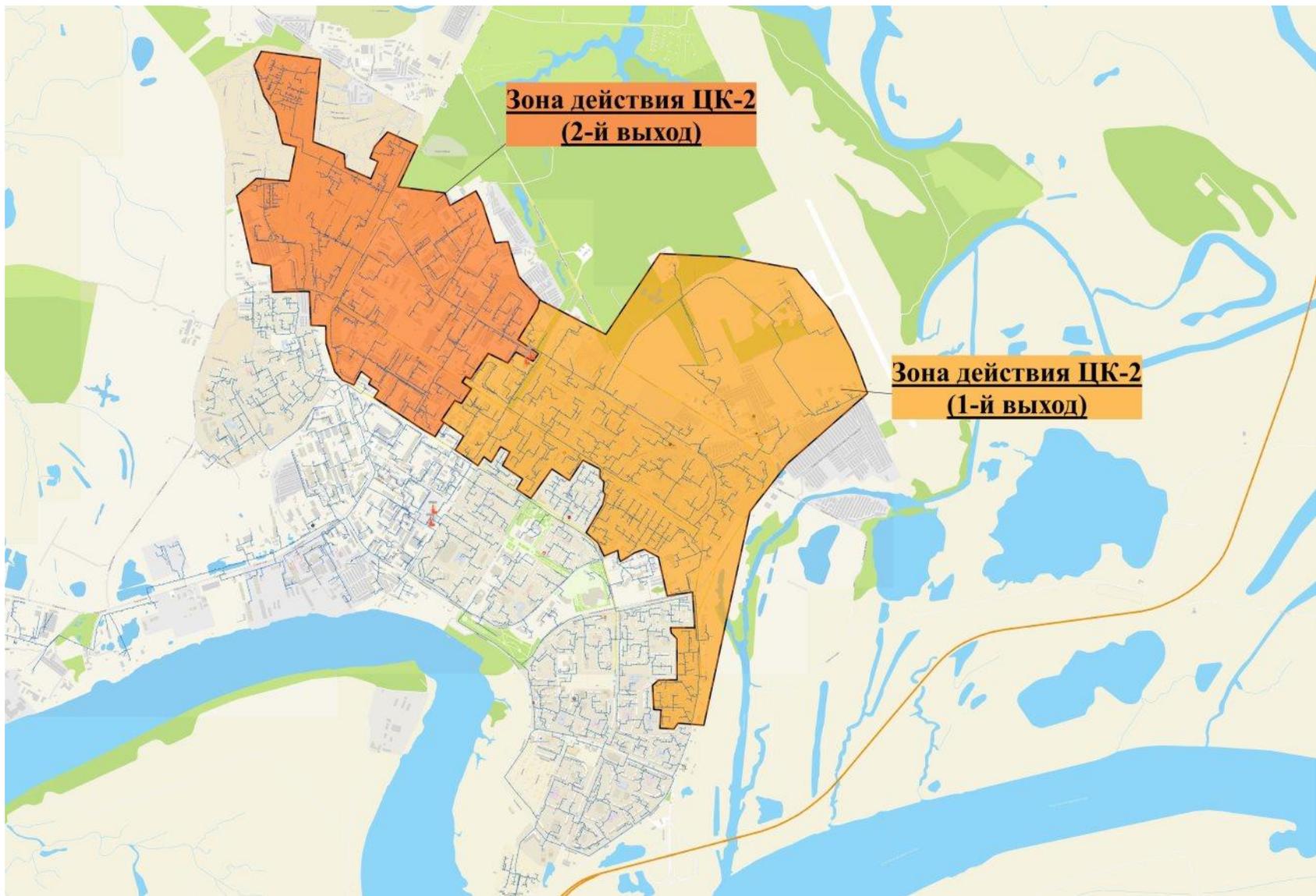


Рисунок 3 - Зона действия ЦК-2

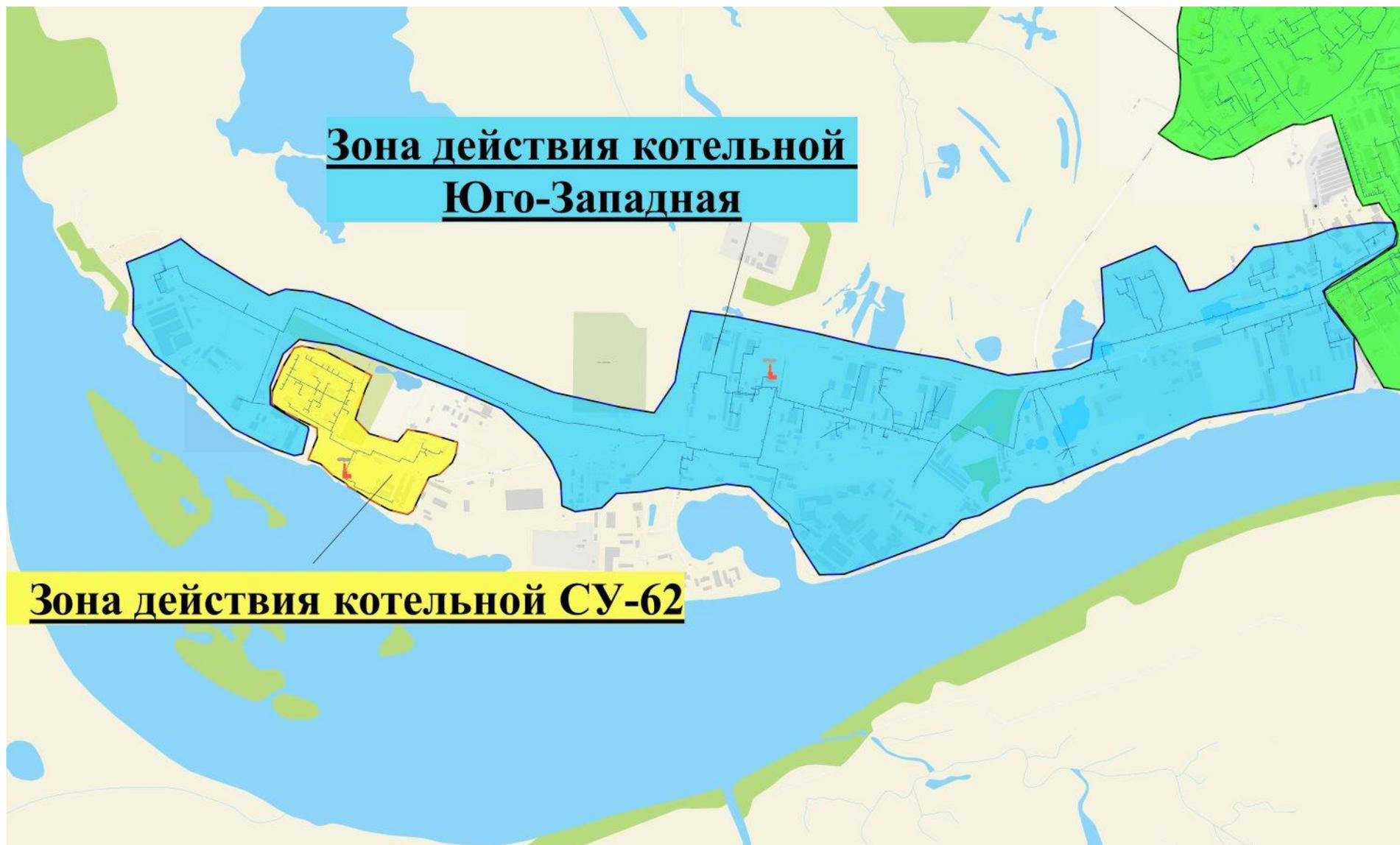


Рисунок 4 - Зоны действия котельной СУ-62 и котельной Юго-Западная

Источники тепловой энергии промышленных предприятий и тепловые сети от них в большинстве своем составляют единое целое с предприятием и расположены на одной промплощадке и не участвуют в теплоснабжении общественного и жилищного фонда. Отдельные промышленные предприятия, не имеющие своих источников тепла, и расположенные в зонах действия ближайших котельных заключают напрямую с ними договор на теплоснабжение.

2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в городе Нефтеюганске сформированы в основном в 11А и 15 микрорайонах, доля которых составляет около 1,0 % от общей площади жилого фонда. Теплоснабжение данных зданий осуществляется с использованием индивидуальных источников тепловой энергии.

Прогноз прироста объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя индивидуальными источниками теплоснабжения представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Приросты тепловой нагрузки, теплоснабжения и потребления теплоносителя по городу

Период	Площадь, кв. м		Нагрузка, Гкал/ч		Теплоснабжение, Гкал		Расход теплоносителя, т/ч	
	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог	ежегодно	нарастающий итог
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	25000	25000	1,800	1,800	6858	6858	72,0	72,0
2022	28554	53554	2,181	3,981	8264	15122	87,2	159,2
2023	28615	82169	1,688	5,669	6859	21981	67,5	226,7
2024	50200	132369	3,999	9,668	15360	37341	160,0	386,7
2025	20829	153198	1,275	10,943	3602	40943	51,0	437,7
2026	31032	184230	3,182	14,125	11856	52799	127,3	565,0
2027	3615	187845	0,221	14,346	625	53424	8,9	573,8
2028	0	187845	0	14,346	0	53424	0	573,8
2029	0	187845	0	14,346	0	53424	0	573,8
2030	0	187845	0	14,346	0	53424	0	573,8
2031	0	187845	0	14,346	0	53424	0	573,8
2032	0	187845	0	14,346	0	53424	0	573,8
2033	0	187845	0	14,346	0	53424	0	573,8

Основная доля индивидуальной застройки планируется в микрорайоне СУ-62, что обусловлено утвержденным проектом планировки территории. В настоящее время осуществляется централизованное теплоснабжение поселка. На перспективу теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных (квартирных) котлов или пристроенных котельных.

2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе

Все источники централизованного теплоснабжения на территории г. Нефтеюганск в настоящее время имеют резервы тепловой мощности. ЦК-1 и ЦК-2 имеют перемычки на тепловых сетях, позволяющие в летнее время обеспечивать тепловой энергией на ГВС общую зону от одного из источников. Существующие перемычки позволяют данным источникам взаимно резервировать друг друга. Предусматриваемая модернизация основного оборудования ЦК-1 и ЦК-2 не предполагает изменения установленной мощности данных источников. Описание мероприятий и сроки модернизации основного оборудования источников представлено в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии», а также в Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения города Нефтеюганска» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

В таблицах 14 – 17 представлены балансы существующей тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Нефтеюганска на расчетный срок до 2033 года.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источников тепловой энергии по каждому сценарию представлены в Главе 4 Обосновывающих материалов «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей».

Таблица 14 – Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки ЦК-1

Источник	Ед. изм-я	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ЦК-1																
Установленная мощность	Гкал/час	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490
Располагаемая мощность	Гкал/час	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	6,23	6,23	6,5	6,94	7,71	9,28	9,42	9,68	9,74	9,74	9,74	9,79	9,79	9,79	9,79
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	483,73	483,77	483,5	483,06	482,29	480,72	480,58	480,32	480,26	480,26	480,26	480,21	480,21	480,21	480,21
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	12,94	12,86	13,96	15,98	19,86	29,23	30,21	32	32,38	32,38	32,38	32,72	32,72	32,72	32,72
Фактическая тепловая нагрузка	Гкал/час	200,57	199,24	208,01	221,99	246,55	296,64	301,3	309,67	311,42	311,42	311,42	312,98	312,98	312,98	312,98
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	213,44	212,1	221,97	237,97	266,41	325,87	331,51	341,67	343,8	343,8	343,8	345,7	345,7	345,7	345,7
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	383,73	383,77	383,5	383,06	382,29	380,72	380,58	380,32	380,26	380,26	380,26	380,21	380,21	380,21	380,21
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	170,29	171,66	161,52	145,09	115,88	54,85	49,07	38,65	36,46	36,46	36,46	34,51	34,51	34,51	34,51
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности	%	44,38	44,7	42,1	37,9	30,3	14,4	12,9	10,2	9,6	9,6	9,6	9,1	9,1	9,1	9,1
Договорная тепловая нагрузка	Гкал/час	187,5	186,17	194,94	208,92	233,48	283,57	288,23	296,6	298,35	298,35	298,35	299,91	299,91	299,91	299,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	200,44	199,03	208,9	224,9	253,34	312,8	318,44	328,6	330,73	330,73	330,73	332,63	332,63	332,63	332,63
Резерв ("+")/ Дефицит("-") тепловой мощности «нетто» с учетом договорных нагрузок	Гкал/час	183,29	184,74	174,6	158,16	128,95	67,92	62,14	51,72	49,53	49,53	49,53	47,58	47,58	47,58	47,58
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности	%	47,77	48,14	45,53	41,29	33,73	17,84	16,33	13,60	13,03	13,03	13,03	12,51	12,51	12,51	12,51

Таблица 15 – Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки ЦК-2

Источник	Ед. изм-я	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ЦК-2																
Установленная мощность	Гкал/час	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Располагаемая мощность	Гкал/час	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	3,28	3,28	3,45	3,88	4,08	3,3	3,45	3,58	3,59	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	146,72	146,72	146,55	146,12	145,92	146,7	146,55	146,42	146,41	146,28	146,28	146,28	146,28	146,28	146,28
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	9,49	9,49	10,56	13,6	15,1	9,6	10,57	11,41	11,5	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38
Фактическая тепловая нагрузка	Гкал/час	75,39	75,39	79,27	89,18	93,63	75,8	79,3	82,19	82,48	85,36	85,36	85,36	85,36	85,36	85,36
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	84,88	84,88	89,83	102,78	108,73	85,4	89,87	93,6	93,98	97,74	97,74	97,74	97,74	97,74	97,74
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	116,72	116,72	116,55	116,12	115,92	116,7	116,55	116,42	116,41	116,28	116,28	116,28	116,28	116,28	116,28
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	31,84	31,84	26,71	13,34	7,19	31,3	26,67	22,82	22,43	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности	%	27,28	27,28	22,92	11,48	6,21	26,82	22,89	19,6	19,27	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95
Договорная тепловая нагрузка	Гкал/час	88,91	88,91	92,79	102,7	107,15	89,32	92,82	95,71	96	98,88	98,88	98,88	98,88	98,88	98,88
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	98,4	98,4	103,35	116,3	122,25	98,92	103,39	107,12	107,5	111,26	111,26	111,26	111,26	111,26	111,26
Резерв ("+")/ Дефицит("-") тепловой мощности «нетто» с учетом договорных нагрузок	Гкал/час	18,32	18,32	13,2	-0,18	-6,33	17,78	13,16	9,3	8,91	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности	%	12,49	12,49	9,01	-0,12	-4,34	12,12	8,98	6,35	6,09	3,43	3,43	3,43	3,43	3,43	3,43

Таблица 16 – Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки СУ-62

Источник	Ед. изм-я	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Котельная СУ-62																
Установленная мощность	Гкал/час	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16										
Располагаемая мощность	Гкал/час	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16										
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06										
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09										
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,34	0,34	0,34	0,29	0,29										
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51										
Фактическая присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,67	1,67	1,67	1,44	1,44										
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,01	2,01	2,01	1,73	1,73										
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,50	0,50	0,50	3,37	3,37										
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности	%	20,09	20,09	20,09	66,13	66,13										
Договорная нагрузка	Гкал/час	1,92	1,92	1,92	1,70	1,70										
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,26	2,26	2,26	1,99	1,99										
Резерв ("+")/ Дефицит("-") тепловой мощности «нетто» с учетом договорных нагрузок	Гкал/час	0,25	0,25	0,25	0,52	0,52										
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности	%	9,90	9,90	9,90	20,77	20,77										

Переключение нагрузки на ЦК-1. Вывод из эксплуатации котельной СУ-62

Таблица 17 – Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки Юго-Западной котельной

Источник	Ед. изм-я	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Котельная Юго-Западная																
Установленная мощность	Гкал/час	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60										
Располагаемая мощность	Гкал/час	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57										
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33										
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	35,24	35,24	35,24	35,24	35,24										
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39										
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	20,98	20,98	20,98	20,98	20,98										
Фактическая присоединенная нагрузка	Гкал/час	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42										
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81										
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17										
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности	%	34,18	34,18	34,18	34,18	34,18										
Договорная нагрузка	Гкал/час	19,70	19,70	19,70	19,70	19,70										
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	21,09	21,09	21,09	21,09	21,09										
Резерв ("+)/ Дефицит("-") тепловой мощности «нетто» с учетом договорных нагрузок	Гкал/час	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11										
Доля резерва (+) / дефицита (-) тепловой мощности	%	-0,51	-0,51	-0,51	-0,51	-0,51										

Переключение нагрузки на ЦК-1. Вывод из эксплуатации котельной

2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Нефтеюганска на расчетный срок до 2033 года представлены в таблицах 14-17.

2.4.1. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии

Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии на территории г. Нефтеюганска на расчетный срок до 2033 года представлены в таблицах 14-17.

2.4.2. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

В настоящее время, технические ограничения на использование установленной тепловой мощности имеет котельная Юго-Западная в размере 7,026 Гкал/ч.

В основном, имеющиеся ограничения на котельных связаны с износом установленного оборудования (предельным сроком эксплуатации).

2.4.3. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии

Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии на территории г. Нефтеюганска на расчетный срок до 2033 года представлены в таблицах 14-17.

2.4.4. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто

Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто на территории г. Нефтеюганска на расчетный срок до 2033 года представлены в таблицах 14-17.

2.4.5. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь

Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям на территории г. Нефтеюганска на расчетный срок до 2033 года представлены в таблицах 14-17.

2.4.6. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей

Значения существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды на территории г. Нефтеюганска на расчетный срок до 2033 года представлены в таблицах 14-17.

2.4.7. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников тепловой энергии, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением значений аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Нефтеюганска на расчетный срок до 2033 года представлены в таблицах 14-17.

Данные резервов/дефицитов тепловой мощности нетто указаны в таблицах 14-17.

2.4.8. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и перспективные объемы потребления тепловой энергии с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения представлены в таблицах 14-17.

2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Согласно ФЗ №190 от 27.07.2010 г., «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».

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо рассмотрены источники централизованного теплоснабжения

потребителей. Расчету не подлежат следующие категории источников тепловой энергии:

- Котельные, осуществляющие теплоснабжение 1 потребителя;
- Котельные, вырабатывающие тепловую энергию исключительно для собственного потребления;
- Ведомственные котельные, не имеющие наружных тепловых сетей.

Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Современных утвержденных методик определения радиуса эффективного теплоснабжения не имеется, поэтому в основу расчета были положено соотношение, представленное еще в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году и адаптированное к современным условиям в соответствии с изменившейся структурой себестоимости производства и транспорта тепловой энергии.

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

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}},$$

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;

Δτ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

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

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

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для основных источников теплоснабжения г. Нефтеюганска, выполненного в предыдущей актуализации схемы теплоснабжения на 2019 год, приводятся в таблице 18 .

Необходимо подчеркнуть, рассмотренный общий подход уместен для получения только самых укрупнённых и приближенных оценок, в основном – для условий нового строительства не только потребителей, но и самих источников теплоснабжения. В соответствии с Методическими указаниям по разработке схем теплоснабжения №212 от 05.03.2019г., утвержденным Приказом Министерства энергетики РФ, для каждого нового потребителя необходимо рассчитывать целесообразность данного подключения.

Таблица 18 – Эффективный радиус теплоснабжения основных источников г. Нефтеюганск

Источник	Поправочный коэффициент	Количество абонентов в зоне действия источника	Площадь теплоснабжения	Подключённая нагрузка потребителей (фактическая)	Среднее число абонентов на 1 км ²	Расчётный перепад температур теплоносителя в сети	Теплоплотность района	Потери давления в тепловой сети	Радиус эффективного теплоснабжения	Фактическое расстояние (радиус) до самого удаленного потребителя
	φ	-	кв. км	Гкал/ч	шт./ кв. км	°С	Гкал/ч*км ²	М	км	км
ЦК-1	1,0	1782	5,95	200,5	299,5	60	33,7	98	8,54	2,5
ЦК-2	1,0	391	4,79	75,39	81,6	60	15,7	75	7,24	1,9
СУ-62	1,0	23	0,09	1,67	255,6	25	18,6	212	2,32	0,6
Юго-Западная	1,0	23	1,69	12,42	13,61	25	7,35	68	2,99	2,6

РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

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 фактическими 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;
- 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 ветхих и малонадежных тепловых сетей;
- горячее водоснабжение существующих потребителей планируется перевести с открытой на закрытую схему присоединения;
- присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, будет осуществляться по закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты.

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях всех зон действия источников тепловой энергии выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию

нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325.

Расчет выполнен с разбивкой по годам, начиная с текущего момента на период, определяемый Схемой теплоснабжения, с учетом перспективных планов строительства (реконструкции) тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей.

Дополнительная аварийная подпитка предусматривается согласно п.6.17 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Производительность ВПУ для тепловых сетей соответствуют требованиям СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», п. 6.16.

3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Источником холодного водоснабжения котельных, расположенных в административных границах города Нефтеюганска, является городской водопровод.

На ЦК-1 и ЦК-2 имеются водоподготовительные установки, выполненные по схеме одноступенчатого Na – катионирования и вакуумной деаэрации.

Описание водоподготовительных установок, характеристика оборудования, качество исходной, подпиточной и сетевой воды, значение карбонатного индекса, приведены в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

Проектная производительность водоподготовительных установок превосходит существующую потребность, что позволяет наращивать теплопотребления без существенных вложений в водоподготовку.

Перспективные балансы теплоносителя и производительности ВПУ для условий максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей и для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения приведены в таблице 19. Таблица включает данные о проектной и располагаемой производительности ВПУ, расходах на собственные нужды, подпитке тепловой сети, включающие нормативные, сверхнормативные утечки и отпуск на ГВС, и резерв/дефицит ВПУ по крупным источникам теплоснабжения.

Перспективные балансы теплоносителя по всем источникам теплоснабжения приведен в Главе 6 обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

Таблица 19 - Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ЦК-1																
Производительность ВПУ	тонн/ч	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0
Средневзвешенный срок службы	лет	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88	31,88
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Прирост объемов теплоносителя	м3	7105,59	7119,69	7360,92	7403,32	7432,11	7460,57	7476,60	7492,18	7492,87	7492,87	7492,87	7492,87	7492,87	7492,87	7492,87
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тонн/ч	272,76	209,05	145,90	82,26	18,58	18,65	18,69	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	17,76	17,80	18,40	18,51	18,58	18,65	18,69	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	255,00	191,25	127,5	63,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	272,76	209,05	145,90	82,26	18,58	18,65	18,69	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	142,11	142,39	147,22	148,07	148,64	149,21	149,53	149,84	149,86	149,86	149,86	149,86	149,86	149,86	149,86

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	955,4	1019,1	1082,2	1145,9	1209,5	1209,5	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4
Доля резерва	%	75,8	80,9	85,9	90,9	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
ЦК-2																
Производительность ВПУ	тонн/ч	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0
Средневзвешенный срок службы	лет	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Прирост объемов теплоносителя	м3	6069,10	6078,03	6410,67	6432,12	6445,33	6457,95	6470,31	6476,34	6480,38	6480,38	6480,38	6480,38	6480,38	6480,38	6480,38
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	111,03	87,09	63,96	40,04	16,11	16,14	16,18	16,19	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	15,17	15,20	16,03	16,08	16,11	16,14	16,18	16,19	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	95,86	71,89	47,93	23,96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	111,03	87,09	63,96	40,04	16,11	16,14	16,18	16,19	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	121,38	121,56	128,21	128,64	128,91	129,16	129,41	129,53	129,61	129,61	129,61	129,61	129,61	129,61	129,61
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	604,0	627,9	651,1	675,0	698,9	698,9	698,9	698,8	698,8	698,8	698,8	698,8	698,8	698,8	698,8
Доля резерва	%	83,9	87,2	90,4	93,7	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
Котельная СУ-62																
Производительность ВПУ	тонн/ч	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	41	42	43	44	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	тонн/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	3	3	3	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прирост объемов теплоносителя	м3	55,80	55,80	55,80	55,80	55,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в	тонн/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
эксплуатационном режиме																
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная Юго-Западная																
Производительность ВПУ	тонн/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	12	13	14	15	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	тонн/ч	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	2	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прирост объемов теплоносителя	м3	2538,80	2538,80	2538,80	2538,80	2538,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	50,78	50,78	50,78	50,78	50,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети из зоны действия соседнего источника путем использования связи между магистральными трубопроводами источников (за исключением зоны котельных Юго-Западная и СУ-62).

При значительных повреждениях (разрыв магистралей) подпитка осуществляется сырой водой для поддержания циркуляции в системе.

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения приведены в таблице 20, а также в Главе 6 обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

Таблица 20 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ЦК-1																
Производительность ВПУ	тонн/ч	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	272,76	209,05	145,90	82,26	18,58	18,65	18,69	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	272,76	209,05	145,90	82,26	18,58	18,65	18,69	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73	18,73
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	142,11	142,39	147,22	148,07	148,64	149,21	149,53	149,84	149,86	149,86	149,86	149,86	149,86	149,86	149,86
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	955,4	1019,1	1082,2	1145,9	1209,5	1209,5	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4	1209,4
Доля резерва	%	75,8	80,9	85,9	90,9	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
ЦК-2																
Производительность ВПУ	тонн/ч	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	111,03	87,09	63,96	40,04	16,11	16,14	16,18	16,19	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	111,03	87,09	63,96	40,04	16,11	16,14	16,18	16,19	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20	16,20
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	121,38	121,56	128,21	128,64	128,91	129,16	129,41	129,53	129,61	129,61	129,61	129,61	129,61	129,61	129,61
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	604,0	627,9	651,1	675,0	698,9	698,9	698,9	698,8	698,8	698,8	698,8	698,8	698,8	698,8	698,8
Доля резерва	%	83,9	87,2	90,4	93,7	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
СУ-62																
Производительность ВПУ	тонн/ч	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в	тонн/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
эксплуатационном режиме																
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная Юго-Западная																
Производительность ВПУ	тонн/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	50,78	50,78	50,78	50,78	50,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НЕФТЕЮГАНСКА

4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения города Нефтеюганска

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии расположенных на территории города Нефтеюганска, в первую очередь определяются перспективными условиями развития энергетики Ханты-Мансийского автономного округа в целом.

Основные программные и нормативные документы, которые регламентируют планы по развитию электроэнергетики и газификации Ханты-Мансийского автономного округа - Югры:

1. Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 2020-2024 годы, утвержденная распоряжением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 22 февраля 2019 года № 96-рп;

2. Схема и программа развития электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период до 2025 года, утвержденную Губернатором Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и одобренную распоряжением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 30 апреля 2020 года №239-п;

3. Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы».

Согласно вышеуказанным документам, в рассматриваемый период актуализации схемы, строительство источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, как и перевод существующих теплоснабжения на другой вид топлива, на территории города Нефтеюганска не предусматривается.

Предыдущей актуализацией Схемы теплоснабжения были рассмотрены два варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, принципиальное отличие которых состояло в мероприятиях по котельным.

В актуализации Схемы теплоснабжения на 2020 год были рассмотрены два варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, принципиальное отличие которых состояло в мероприятиях по обеспечению теплоснабжения микрорайонов 17 и 17а – сохранение существующего

состава источников теплоснабжения города Нефтеюганска и обеспечение тепловой энергией указанных микрорайонов от них по средствам проведения мероприятий на тепловых сетях, или строительство нового источника, расположенного в непосредственной близости к району застройки. По результатам рассмотрения мероприятий, реализованных за период предшествующий настоящей актуализации, можно сделать вывод, что был выбран вариант, предусматривающий проведение реконструкции тепловых сетей – была выполнена замена трубопровода от ЦК-1 вдоль улиц Мира и Набережная (от У-ЦК1-2 до МК2-КЦ Обь) с увеличением диаметра с Ду 500 до Ду 700. Это позволило обеспечить возможность присоединения микрорайона 17, 17а без строительства повысительной насосной станции и улучшить гидравлический режим в других микрорайонах.

4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Нефтеюганска

На основании анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, выполненных в Главе 14 «Ценовые (тарифные) последствия» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска, по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии,

можно сделать вывод о том, что наиболее целесообразным вариантом перспективного развития систем теплоснабжения г. Нефтеюганска является Вариант 1.

Данный вариант позволяет обеспечить:

- снижение затрат на собственные нужды при производстве тепловой энергии по ряду источников;
- меньший рост тарифа при реализации мероприятий (снизить денежную нагрузку для населения).

В таблице ниже представлен прогноз тарифов на тепловую энергию для АО «ЮТТС» на период до 2033 г.

Таблица 21 – Прогноз тарифов АО «ЮТТС» на период 2019 – 2033 гг.

Показатели	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	971,28	966,89	980,25	1036,24	1126,04	1254,95	1291,73	1324,11	1353,63	1361,96	1370,05	1371,6	1375,2	1375,2	1375,2
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	177,22	176,44	179,31	191	209,79	231,66	243,25	250,27	256,56	258,41	260,15	260,51	261,27	261,27	261,27
Затраты на выработку тепловой энергии																
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	3410,9	3533,69	3660,91	3814,66	3982,51	4161,72	4340,68	4522,98	4717,47	4920,32	5131,9	5352,57	5577,38	5811,63	6055,71
Общепроизводственные расходы	тыс.руб.	33565,4	34773,8	36025,6	37538,7	39190,4	40954,0	42715,0	44509,0	46422,9	48419,1	50501,1	52672,6	54884,9	57190,1	59592,0
Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс.руб.	42178,7	43697,1	45270,2	47171,6	49247,1	51463,3	53676,2	55930,6	58335,6	60844,0	63460,3	66189,1	68969,0	71865,7	74884,1
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	57474,1	59543,2	61686,7	64277,6	67105,8	70125,5	73140,9	76212,9	79490,0	82908,1	86473,1	90191,5	93979,5	97926,7	102039,6
Расходы на топливо:	тыс.руб.	587891,3	597196,5	621475,9	683837,3	777399,9	892780,6	974007,1	1039193,6	1104729,4	1151637,8	1201130,8	1247298,4	1293466,8	1337446,4	1384255,5
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	129125,2	193878,5	201575,0	209638,0	217813,9	226308,6	235361,0	244775,4	254321,6	264240,2	274545,6	285252,8	296377,7	307936,4	319945,9
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	129125,2	193878,5	201575,0	209638,0	217813,9	226308,6	235361,0	244775,4	254321,6	264240,2	274545,6	285252,8	296377,7	307936,4	319945,9
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	15548,7	22021,9	22814,6	23772,9	24818,9	25935,7	27050,9	28187,1	29399,1	30663,3	31981,8	33357,0	34758,0	36217,9	37739,0
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	326177,4	337267,4	350758,1	364788,5	379380,0	394555,2	410337,4	426750,9	443821,0	461573,8	480036,7	499238,2	519207,7	539976,1	561575,1
Арендная плата	тыс.руб.	19948,2	20626,44	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13	20746,13
Амортизация основных средств	тыс.руб.	27072,4	27072,4	42225,13	60059,02	67327,76	81772,25	88258,87	93670,57	99654,68	99993,15	109006,4	119831,41	118738,64	125755,38	139825,16
Прочие затраты, в том числе:	тыс.руб.	66688,62	8207,78	27084,65	22751,86	32781,81	95642,74	83988,71	52127,66	60905,44	11428,54	49975,1	83780,34	18913,01	62484,29	100377,03

Показатели	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	66688,62	8207,78	8503,26	8860,4	9250,26	9666,52	10082,18	10505,63	10957,37	11428,54	11919,97	12432,53	12954,7	13498,8	14065,75
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	0	18581,39	13891,46	23531,55	85976,22	73906,53	41622,03	49948,07	0	38055,13	71347,81	5958,31	48985,49	86311,28
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	1395166,02	1413167,74	1509947,55	1616170,61	1760258,66	1981036,67	2094672,83	2168481,78	2287015,31	2322611,32	2462565,91	2598468,65	2620920,33	2764064,56	2913318,77
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	1436,42	1461,56	1540,37	1559,65	1563,23	1578,58	1621,6	1637,69	1689,54	1705,34	1797,43	1894,48	1905,85	2009,94	2118,47

РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Предложения по развитию системы теплоснабжения в части источников тепловой энергии приведены в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг. Предложения по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии с пунктом 41 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В результате реализации предложенных мероприятий полностью покрывается потребность в приросте тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии и в зонах, не обеспеченных источниками тепловой энергии.

5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях Нефтеюганска, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии

Согласно Главе 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов, в период Схемы теплоснабжения ожидается освоение свободных территории микрорайонов 17 и 17а. В границах данных микрорайонов Генеральным планом, и соответствующими проектами планировок территорий, предусматривается прирост общественно-деловой, социально-административной и жилой застройки суммарной нагрузкой 24,42 Гкал/ч, что составляет 21,03% от суммарного прироста на территории муниципального образования.

Микрорайоны 17 и 17а находятся на периферии зоны теплоснабжения ЦК-1, поэтому, в Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения города Нефтеюганска» обосновывающих материалов рассмотрены два варианта теплоснабжения перспективных потребителей данных районов:

- Вариант 1 – от существующей котельной ЦК-1;
- Вариант 2 – от Нового источника в 17а микрорайоне.

В связи с более высокой стоимостью и неопределенностью источников финансирования строительства Нового источника., а также места его строительства (в проектах планировок территории 17-го и 17А – микрорайонов отсутствует площадка под размещение котельной), при настоящей актуализации, в проект Схемы теплоснабжения включается Вариант 1, как требующий меньших капитальных вложений.

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

На основании Постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разработана и утверждена Схема и программы развития Единой энергетической системы России на период 2020-2026 гг. (далее по тексту - СиПР ЕЭС России 2020 - 2026). Также территория города включена в действующую Схему и программу развития электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период до 2025 года (далее по тексту - СиПР ХМАО-Югры до 2025 г.).

В программах развития строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусматривается. Программами развития электроэнергетики, базовым и актуализированным проектом Схемы теплоснабжения размещение источников комбинированной выработки на территории г. Нефтеюганск не предусматривается.

5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии

Схемой теплоснабжения предусматривается расширение зоны действия ЦК-1 и ЦК-2 как за счет включения зон действия существующих источников, так и за счет включения вновь осваиваемых территорий. На ЦК-1 предполагается переключение существующих нагрузок района котельных Юго-Западная и СУ-62, для вывода последних из эксплуатации. Также прирост нагрузок ожидается в перспективной зоне действия ЦК-1 – микрорайона 17 и 17а. Перспективная зона ЦК-2 включает в себя кадастровый квартал 86:20:0000036 (зона, ограниченная ул. Усть-Балыкская - Объездная дорога - ул. Ленина - Аэропорт Нефтеюганск). Перспективная тепловая нагрузка ЦК-1 и ЦК-2 на период схемы теплоснабжения может быть покрыта существующими мощностями котельных после их реконструкции (модернизации) с целью повышения эффективности согласно мероприятиям раздела 5.3.

5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Мероприятия, направленные на повышение эффективности работы котельных ЦК-1 и ЦК-2, являются инвариантными и должны быть осуществлены вне зависимости от источника теплоснабжения перспективных потребителей микрорайонов 17 и 17а.

На расчетный период Схемы теплоснабжения запланирована поэтапная модернизация основного и вспомогательного оборудования ЦК-1:

- запланированные мероприятия на 2023 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №1;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №3;
 - модернизация котла КВГМ-100 №1;
 - модернизация котла КВГМ-100 №2;
 - автоматизация технологических процессов регулирования и безопасности при работе основного и вспомогательного оборудования котельной;
- запланированные мероприятия на 2024 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №2;
 - модернизация котла КВГМ-100 №3;

– модернизация котла КВГМ-100 №4.

Состав оборудования на период актуализации схемы теплоснабжения представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Состав оборудования ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения

№	Существующее положение			Перспектива		
	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производительность	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производительность
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-30М	1971 (2004)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1971 (2023)	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30М	1971 (2002)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1971 (2024)	30 Гкал/ч
3	КВГМ-35	1971 (2002)	30 Гкал/ч	КВГМ-35	1971 (2023)	30 Гкал/ч
4	КВГМ-100	1991 (2003)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2023)	100 Гкал/ч
5	КВГМ-100	1991 (2004)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2023)	100 Гкал/ч
6	КВГМ-100	1991 (2002)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2024)	100 Гкал/ч
7	КВГМ-100	2000 (2005)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	2000 (2024)	100 Гкал/ч
Всего по котельной			490 Гкал/ч			490 Гкал/ч

Для повышения надежности теплоснабжения при отключении внешнего электроснабжения, на котельной в 2020 году выполнена установка аварийного источника электроснабжения.

- 2024 год – переключение нагрузок котельной СУ-62 (+0,55 Гкал/ч) и котельной Юго-Западная (+12,42 Гкал/ч) с последующим выводом источников из эксплуатации. К указанному сроку предполагается решение вопроса перехода тепловых сетей Юго-Западной котельной в муниципальную собственность;

- 2024 год – переключение нагрузок котельной ЦК-2 (+25 Гкал/ч) в связи с ожидаемым дефицитом тепловой мощности на данном источнике.

Предполагается, что до 2024 года жилой фонд района СУ-62 будет расселен в рамках реализации муниципальной программы сноса ветхого жилья. На его месте Генеральным планом предусмотрена малоэтажная (индивидуальная) застройка, теплоснабжение которой будет осуществляться от индивидуальных источников. Социально-административные объекты, строительство которых планируется в районе СУ-62 должны иметь собственные источники теплоснабжения.

На ЦК-2 также запланирована поэтапная модернизация существующих котлов и вспомогательного оборудования на период Схемы теплоснабжения:

- запланированные мероприятия на 2022 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №3

- запланированные мероприятия на 2023 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №1;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №2;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №4;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №5;
 - автоматизация технологических процессов регулирования и безопасности при работе основного и вспомогательного оборудования котельной.

Состав оборудования ЦК-2 на период актуализации схемы теплоснабжения представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Состав оборудования ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения

№	Существующее положение			Перспектива		
	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производительность	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производительность
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-30М	1978 (2019)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2023)	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30М	1978 (2001)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2023)	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30М	1978 (2014)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2022)	30 Гкал/ч
4	ПТВМ-30М	1986 (2002)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1986 (2023)	30 Гкал/ч
5	ПТВМ-30М	1986 (2002)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1986 (2023)	30 Гкал/ч
Всего по котельной			150 Гкал/ч			150 Гкал/ч

Для повышения надежности теплоснабжения при отключении внешнего электроснабжения, на котельной в 2019 году выполнена установка аварийного источника электроснабжения.

Схемой теплоснабжения предусматривается переключения части нагрузок (25 Гкал/ч) ЦК-2 на ЦК-1 в 2024 году. Переключение позволит высвободить тепловые мощности для подключения новых потребителей в зоне действия источника.

5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории г. Нефтеюганск отсутствуют. Совместная работа источников тепловой энергии Схемой теплоснабжения не предусматривается.

5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно

Схемой теплоснабжения предусматривается вывод из эксплуатации следующих источников:

- Котельной Юго-Западная с 2024 года с передачей тепловых нагрузок на ЦК-1;
- Котельной СУ-62 с 2024 года с передачей тепловых нагрузок на ЦК-1.

Вывод из эксплуатации данных источников позволит сэкономить на расходах на ремонт и облуживание котельных, а также заработной плате оперативного персонала.

После вывода котельных из эксплуатации, их имущественный комплекс должен быть возвращен в управление Администрации. Дальнейшие мероприятия на имущественном комплексе котельных, включающие демонтаж, перепрофилирование и реализацию осуществляются Администрацией самостоятельно вне рамок Схемы теплоснабжения.

5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Применение на котельные комбинированной выработки тепловой и электрической энергии рассмотрено в Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения города Нефтеюганска» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

Целесообразность собственной генерации электрической энергии в комбинированном цикле можно оценить исходя из стоимости эквивалентов приобретаемых и реализуемых ТСО энергоресурсов. Стоимость эквивалентов электрической и тепловой энергии, а также природного газа приведены в таблице 24 и на рисунке 5.

Таблица 24 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа

Наименование	Ед. изм.	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Природный газ
Цена электрической энергии ОЭС (1-й ценовой зоне)	руб./кВт*ч	4,8		
Стоимость тепловой энергии на котельных	руб./Гкал		1706,8	
Стоимость газа	руб./тыс.м ³			3560
Переводной коэф. для ЭЭ	кВт*ч/ГДж	277,78		
Переводной коэф. для ТЭ	Гкал/ГДж		0,2389	
Переводной коэф. для газа	тыс.м ³ /ГДж			0,038
Стоимость эквивалента энергии	руб./ГДж	1333,3	407,75	135,28
Максимально возможная добавленная стоимость	руб./ГДж	1198,02	272,47	-

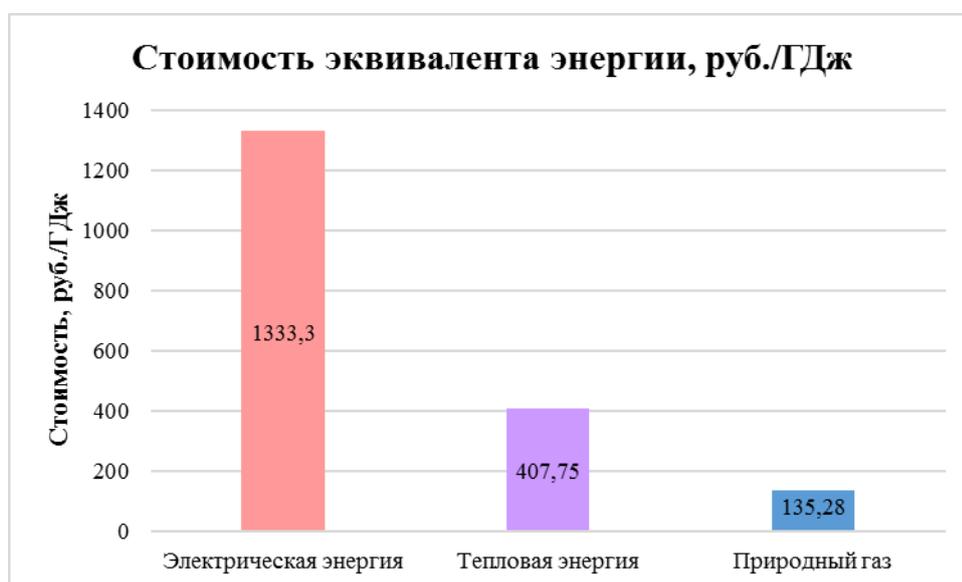


Рисунок 5 – Стоимость эквивалента энергии

Как видно из таблицы 24 и рисунка 5, стоимость эквивалента электрической энергии в 9,8 раза выше, чем эквивалента природного газа. Такое соотношение свидетельствует о целесообразности рассмотрения вариантов применения когенерации на котельных.

В мастер-плане рассмотрены варианты применения в качестве когенерационных установок газопоршневых агрегатов (ГПА) и газотурбинных установок (ГТУ).

Удельная максимальная стоимость строительства таких установок при существующей цене электрической энергии и природного газа и простом сроке окупаемости в 7 лет приведены на рисунках 6 и 7 для ГПА и ГТУ соответственно.

Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии

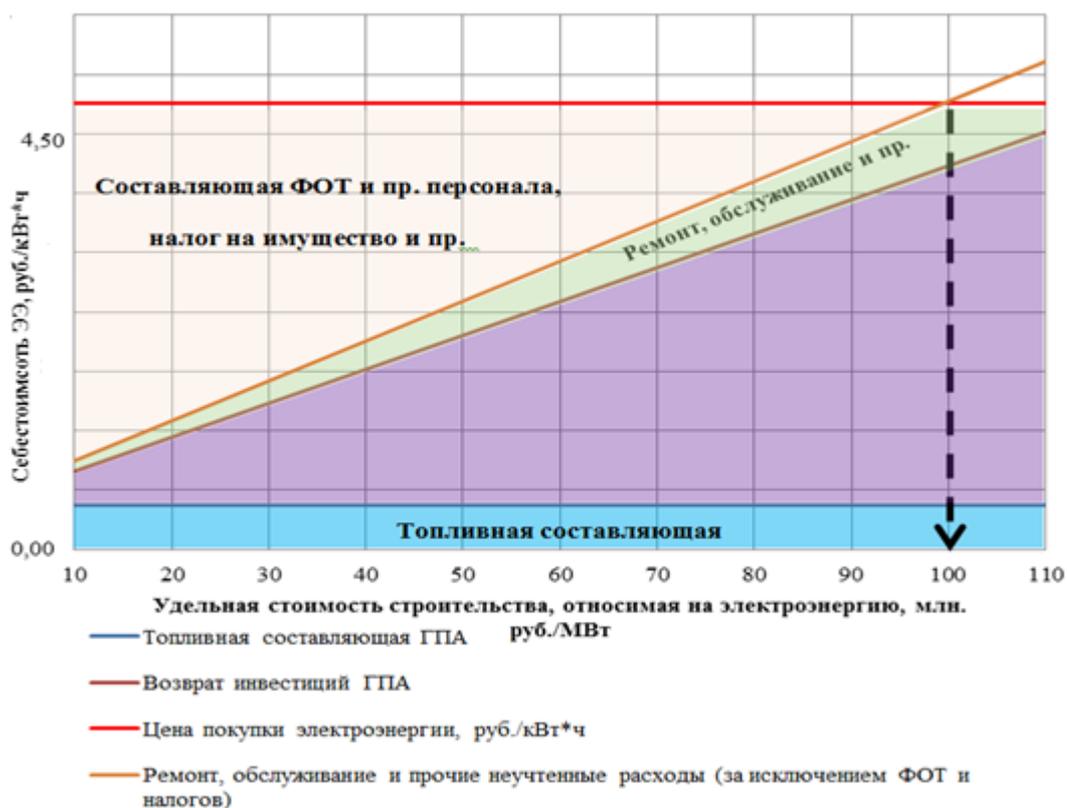


Рисунок 6 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГПА

Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии

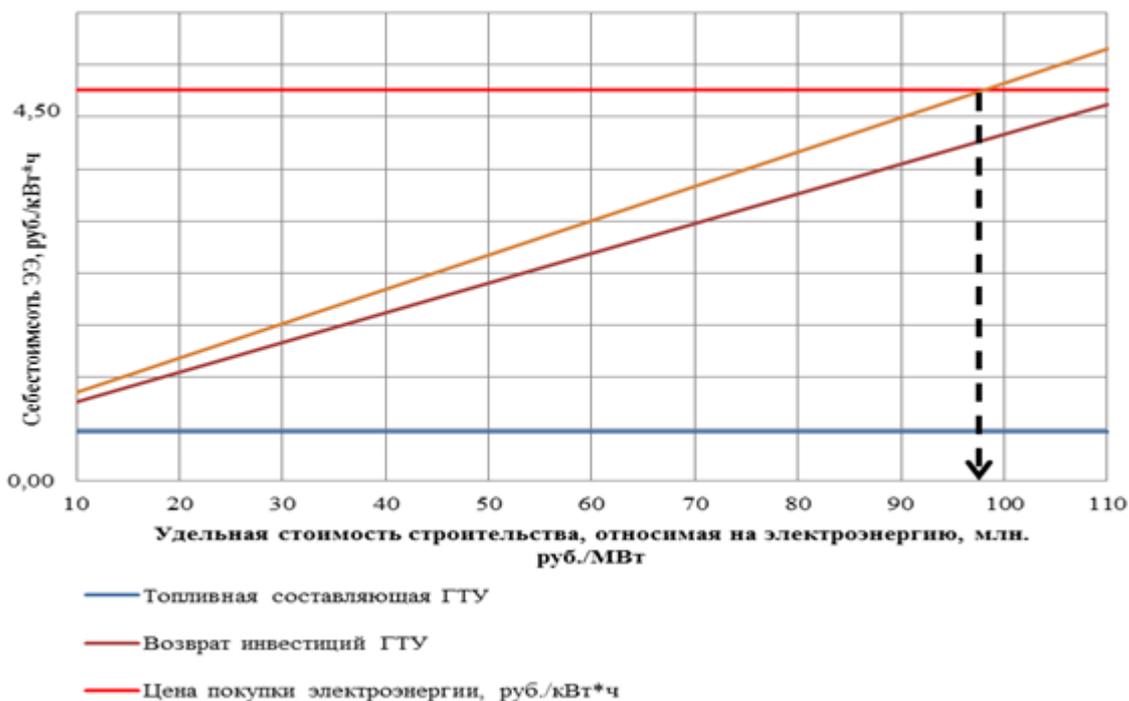


Рисунок 7 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ

При удельной стоимости строительства когенерационной остановки более 100 млн. руб./МВт (электрической мощности), прочие составляющие, такие как

заработная персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость. Фактическая же стоимость строительства рассматриваемых когенерационных установок в настоящее время составляет 80,0-110,0 млн. руб./МВт, что могло бы сделать их строительство в рассмотренных условиях привлекательными.

Однако для предложений собственной генерации на существующих котельных есть ряд существенных ограничений:

- Надежность внешнего газоснабжения – высокий износ и ограниченно-работоспособное состояние подводящего газопровода высокого давления «Правдинское месторождение – Сургутская ГРЭС» (см. п. 12.4 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов);

- Негативные воздействия на жилую зону – площадки ЦК-1 и ЦК-2 находятся в непосредственной близости от жилых домов. Высока вероятность невозможности размещения генерации на существующих площадках по уровню шумового загрязнения и прочих возникающих негативных факторов;

- Сохранение внешнего электроснабжения в качестве резервного – синхронизация собственной генерации по частоте должна осуществляться от внешней сети. Собственная генерация должна резервироваться из сети. При этом плата за подключенную мощность котельных сохраняется;

- Возможность повышения надежности электроснабжения альтернативными методами – возможность строительства резервных линий электроснабжения от независимых ПС 110/35/6 кВ «Звездная» и ПС 110/35/6 кВ «Парус».

Учитывая изложенное, устройство когенерационных установок для обеспечения собственных нужд котельных не предусматривается настоящей актуализацией Схемы теплоснабжения.

В настоящее время, на основных источниках теплоснабжения ЦК-1 и ЦК-2 АО «ЮТТС» установлены резервные источники питания.

5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации

На территории г. Нефтеюганск отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Перевод котельных в пиковый режим не предусматривается.

5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения

Система централизованного теплоснабжения г. Нефтеюганска от ЦК-1 и ЦК-2 запроектирована на качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям по температурному графику 115-65 °С. Данный температурный график является оптимальным для сложившейся системы теплоснабжения.

Котельные СУ-62 и Юго-Западная имеют проектный график 95-65 °С, который также является оптимальным для сложившейся системы теплоснабжения.

Изменение существующих температурных графиков ЦК-1 и ЦК-2 на перспективу актуализации Схемы теплоснабжения не планируется.

5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Согласно требованиям СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 для расчетной температуры наружного воздуха минус 43°С при отказе наибольшего по мощности теплогенератора требуется обеспечить выдачу тепловой мощности на уровне не ниже 90% от расчетной нагрузки. При этом учитывается возможность резервирования теплоснабжения потребителей за счет других теплоисточников, имеющих доступ к тепловым сетям потребителя.

Исходя из перечня существующего оборудования, приведенного в Главе 1 и перечня оборудования после реконструкции, согласно Главе 5 можно сделать однозначный вывод о том, что требуемый уровень надежности обеспечивается на всем периоде действия

Схемы теплоснабжения.

Балансы тепловой энергии на рассматриваемую перспективу представлены в таблицах 25 - 28.

Таблица 25 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Установленная мощность	Гкал/час	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	6,23	6,50	6,94	7,71	9,28	9,42	9,68	9,74	9,74	9,74	9,79	9,79	9,79	9,79
то же в %	%	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	483,77	483,50	483,06	482,29	480,72	480,58	480,32	480,26	480,26	480,26	480,21	480,21	480,21	480,21
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	12,86	13,96	15,98	19,86	29,23	30,21	32,00	32,38	32,38	32,38	32,72	32,72	32,72	32,72
то же в %	%	6,1	6,3	6,7	7,5	9,0	9,1	9,4	9,4	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5	9,5
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	199,24	208,01	221,99	246,55	296,64	301,30	309,67	311,42	311,42	311,42	312,98	312,98	312,98	312,98
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	212,10	221,97	237,97	266,41	325,87	331,51	341,67	343,80	343,80	343,80	345,70	345,70	345,70	345,70
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	383,77	383,50	383,06	382,29	380,72	380,58	380,32	380,26	380,26	380,26	380,21	380,21	380,21	380,21
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	171,66	161,52	145,09	115,88	54,85	49,07	38,65	36,46	36,46	36,46	34,51	34,51	34,51	34,51
	%	44,7	42,1	37,9	30,3	14,4	12,9	10,2	9,6	9,6	9,6	9,1	9,1	9,1	9,1

Таблица 26 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Установленная мощность	Гкал/час	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	3,28	3,45	3,88	4,08	3,30	3,45	3,58	3,59	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
то же в %	%	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	146,72	146,55	146,12	145,92	146,70	146,55	146,42	146,41	146,28	146,28	146,28	146,28	146,28	146,28
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	9,49	10,56	13,60	15,10	9,60	10,57	11,41	11,50	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38
то же в %	%	11,2	11,8	13,2	13,9	11,2	11,8	12,2	12,2	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	75,39	79,27	89,18	93,63	75,80	79,30	82,19	82,48	85,36	85,36	85,36	85,36	85,36	85,36
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	84,88	89,83	102,78	108,73	85,40	89,87	93,60	93,98	97,74	97,74	97,74	97,74	97,74	97,74
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	116,72	116,55	116,12	115,92	116,70	116,55	116,42	116,41	116,28	116,28	116,28	116,28	116,28	116,28
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	31,84	26,71	13,34	7,19	31,30	26,67	22,82	22,43	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55
	%	27,28	22,92	11,48	6,21	26,82	22,89	19,60	19,27	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95	15,95

Таблица 27 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной СУ-62 на период Схемы теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Установленная мощность	Гкал/час	5,2	5,2	5,2	5,2	Переключение нагрузки на ЦК-1. Вывод из эксплуатации котельной СУ-62										
Располагаемая мощность	Гкал/час	5,2	5,2	5,2	5,2											
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,07	0,07	0,06	0,06											
то же в %	%	4,1	4,1	4,1	4,1											
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	5,09	5,09	5,09	5,09											
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,34	0,34	0,29	0,29											
то же в %	%	16,9	16,9	16,9	16,9											
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,67	1,67	1,44	1,44											
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,01	2,01	1,73	1,73											
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	2,51	2,51	2,51	2,51											
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,51	0,51	3,37	3,37											
	%	20,11	20,11	66,14	66,14											

Таблица 28 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной Юго-Западная на период Схемы теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Установленная мощность	Гкал/час	42,6	42,6	42,6	42,6	Переключение нагрузки на ЦК-1. Вывод из эксплуатации котельной Юго-Западная										
Располагаемая мощность	Гкал/час	35,6	35,6	35,6	35,6											
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,33	0,33	0,33	0,33											
то же в %	%	2,7	2,7	2,7	2,7											
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	35,24	35,24	35,24	35,24											
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,39	1,39	1,39	1,39											
то же в %	%	10,1	10,1	10,1	10,1											
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	12,42	12,42	12,42	12,42											
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	13,81	13,81	13,81	13,81											
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	20,98	20,98	20,98	20,98											
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,17	7,17	7,17	7,17											
	%	34,18	34,18	34,18	34,18											

5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

В настоящее время на источниках теплоснабжения используется попутный нефтяной газ, который может быть отнесен к местным видам топлива. Доля использования попутного нефтяного газа составляет до 30% от общего потребления. Попутный нефтяной газ отличается повышенной теплотой сгорания по сравнению с сухим отбензиненным газом, составляющей более 41,25 кДж/м³.

Объем производства попутного нефтяного газа связан с уровнем добычи нефти местных месторождений.

Потенциал применения возобновляемых источников энергии на территории г. Нефтеюганск отсутствует.

РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Детализированные предложения по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей приведены в Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» и Главе 11 «Оценка надежности теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг. Решения были приняты на основе расчетов, выполненных с использованием электронной модели системы теплоснабжения г. Нефтеюганска, описание которой приведено в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Приводимые ниже предложения по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей распределены по группам проектов согласно с Требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154.

Структура проектов представлена ниже:

1. Группа проектов 1 - реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);
2. Группа проектов 2 - строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;
3. Группа проектов 3 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
4. Группа проектов 4 - строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;
5. Группа проектов 5 - строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;
6. Группа проектов 6 - реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

7. Группа проектов 7 - строительство или реконструкция насосных станций;
8. Группа проектов 8 – организация закрытой схемы ГВС.

В качестве обоснования технического решения, включаемого в планы по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, представляются теплогидравлические расчеты, выполненные с использованием разработанной электронной модели Схемы теплоснабжения города Нефтеюганска.

6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

В данном разделе рассматриваются мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).

На основании данных, в течение рассматриваемого периода, дефицит тепловой мощности может возникнуть в зоне действия ЦК-2. Перераспределение тепловой нагрузки планируется осуществить посредством существующих переемычек с секционирующими задвижками на тепловых сетях от ЦК-1 и ЦК-2, имеющих единую технологически связанную сеть трубопроводов. В связи с чем, реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) не планируется.

6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах города Нефтеюганска под жилищную, комплексную или производственную застройку

Финансовые затраты на строительство, реконструкцию и (или) модернизацию тепловых сетей для подключения новых потребителей, преимущественно, ложатся на самих застройщиков в границах земельных участков.

На каждый год расчетного периода схемы теплоснабжения затраты на строительство новых участков распределительных тепловых сетей в составе групп проектов №2 определены с помощью НЦС 81-02-13-2020 путем пересчета стоимости строительства 1 км тепловых сетей для рассматриваемого региона (относительно базового).

Описанный подход применен для рекомендуемого варианта развития системы теплоснабжения, рассмотренного в мастер-плане.

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, входящих в состав группы проектов № 2 и направлены на обеспечение присоединения перспективных потребителей к существующим и вновь построенным тепловым сетям от тепловых камер тепломагистралей до границы участка присоединяемого объекта.

В электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа созданы новые модельные базы, которые отражают предложения по модернизации и реконструкции источников тепловой энергии, а также разработаны трассировки тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источников к новым потребителям.

Состав группы проектов № 2 «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения» для магистральных и распределительных сетей АО «ЮТТС» и ООО «РН-Юганскнефтегаз», приведён в таблице 29.

Таблица 29 – Перечень мероприятий по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
Строительство тепловых сетей в зоне действия ЦК-1											
1	ТК16а-57-1	мкр-н 16А, 58	133,37	0,032	Подземная бесканальная	4331,608	1,11	1,02	1,06	693,32	2022
2	ТК 17 МКР ПР	ТК-3а-15	58,77	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1637,41	2021-2026
3	ТК 17 МКР ПР16	ТК17 мкр проект	37,18	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1035,88	2021-2026
4	МК15-17	ТК 17 МКР ПР27	69,03	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1923,27	2021-2026
5	МК17-Храм	ТК 17 МКР ПР15	60,74	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1692,30	2021-2026
6	МК15-17	МК17-Храм	431,97	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	12035,25	2021-2026
7	ТК 17 МКР ПР27	ТК 17 МКР ПР16	37,04	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1031,98	2021-2026
8	ТК 17 МКР ПР16	ТК 17 МКР ПР28	66,17	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1192,10	2021-2026
9	ТК 17 МКР ПР15	Детский сад на 200 мест	62,99	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	606,45	2021-2026
10	ТК 17 МКР ПР15	ТК 17 МКР ПР14	88,15	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	2455,97	2021-2026
11	ТК 17 МКР ПР14	Корпус православной гимназии н	58,92	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1061,49	2021-2026
12	ТК 17 МКР ПР14	ТК 17 МКР ПР13	90,47	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	2520,61	2021-2026
13	ТК 17 МКР ПР13	Воскресная школа на 150 мест	66,14	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	636,78	2021-2026
14	ТК 17 МКР ПР13	МК17-3	83,52	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	2326,98	2021-2026

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
15	МК17-3	МК17-7	109,23	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	2315,68	2021-2026
16	МК17-7	МКД к7	16,67	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	353,40	2021-2026
17	МК17-7	МК17-6	46,31	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	981,77	2021-2026
18	МК17-6	Школа на 975 мест	61,89	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1115,00	2021-2026
19	МК17-6	МКД к6	18,86	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	339,78	2021-2026
20	МК17-3	МК17-17а	155,59	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	4334,94	2021-2026
21	МК17-17а	МКД к7	99,38	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1790,41	2021-2026
22	МК17-17а	МК17а-1	76,97	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	2144,48	2021-2026
23	МК17а-1	ТК 17 МКР ПР9	32,86	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	696,63	2021-2026
24	ТК 17 МКР ПР9	Физкультурно-оздоровительный к	8,55	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	74,43	2021-2026
25	ТК 17 МКР ПР9	Малозэтажный мкд	17,54	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	120,32	2021-2026
26	ТК 17 МКР ПР9	ТК 17 МКР ПР8	40	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	848,00	2021-2026
27	ТК 17 МКР ПР8	Физкультурно-оздоровительный к	11,18	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	97,32	2021-2026
28	ТК 17 МКР ПР8	Малозэтажный мкд	15,97	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	109,55	2021-2026
29	ТК 17 МКР ПР8	ТК 17 МКР ПР7	32,83	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	696,00	2021-2026
30	ТК 17 МКР ПР7	Физкультурно-оздоровительный к	9,56	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	83,22	2021-2026

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
31	ТК 17 МКР ПР7	Малоэтажный мкд	14,62	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	100,29	2021-2026
32	ТК 17 МКР ПР7	МКД к9	63,77	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1351,93	2021-2026
33	ТК 17 МКР ПР6	МК17а-1	63,88	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1779,78	2021-2026
34	ТК 17 МКР ПР6	ТК 17 МКР ПР20	75,45	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	726,42	2021-2026
35	ТК 17 МКР ПР20	Малоэтажный мкд	10,03	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	68,80	2021-2026
36	ТК 17 МКР ПР20	Малоэтажный мкд	11,95	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	81,97	2021-2026
37	ТК 17 МКР ПР20	ТК 17 МКР ПР19	31,09	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	270,64	2021-2026
38	ТК 17 МКР ПР19	Малоэтажный мкд	10,73	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	73,60	2021-2026
39	ТК 17 МКР ПР19	Малоэтажный мкд	11,63	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	79,78	2021-2026
40	ТК 17 МКР ПР18	ТК 17 МКР ПР6	60,01	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1671,96	2021-2026
41	ТК 17 МКР ПР18	ТК 17 МКР ПР17	28,5	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	326,99	2021-2026
42	ТК 17 МКР ПР17	Малоэтажный мкд	11,72	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	80,39	2021-2026
43	ТК 17 МКР ПР17	Малоэтажный мкд	12,68	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	86,98	2021-2026
44	ТК 17 МКР ПР17	ТК 17 МКР ПР12	41,55	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	400,03	2021-2026
45	ТК 17 МКР ПР12	Малоэтажный мкд	8,25	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	56,59	2021-2026
46	ТК 17 МКР ПР12	Малоэтажный мкд	10,61	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	72,78	2021-2026

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
47	ТК 17 МКР ПР12	ТК 17 МКР ПР11	35,04	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	305,02	2021-2026
48	ТК 17 МКР ПР11	Малоэтажный мкд	7,9	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	54,19	2021-2026
49	ТК 17 МКР ПР11	Малоэтажный мкд	10,88	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	74,63	2021-2026
50	ТК 17 МКР ПР10	ТК 17 МКР ПР18	59,64	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1661,65	2021-2026
51	ТК 17 МКР ПР10	ТК 17 МКР ПР4	61,86	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	595,58	2021-2026
52	ТК 17 МКР ПР4	Малоэтажный мкд	8,01	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	54,94	2021-2026
53	ТК 17 МКР ПР4	Малоэтажный мкд	11,97	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	82,11	2021-2026
54	ТК 17 МКР ПР4	ТК 17 МКР ПР22	34,89	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	303,72	2021-2026
55	ТК 17 МКР ПР22	Малоэтажный мкд	7,88	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	54,05	2021-2026
56	ТК 17 МКР ПР22	Малоэтажный мкд	12,07	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	82,79	2021-2026
57	ТК 17 МКР ПР26	ТК 17 МКР ПР10	68,89	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1919,37	2021-2026
58	ТК 17 МКР ПР26	Малоэтажный мкд	10,21	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	70,04	2021-2026
59	ТК 17 МКР ПР25	ТК 17 МКР ПР26	44,33	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1235,09	2021-2026
60	ТК 17 МКР ПР25	Малоэтажный мкд	7,69	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	52,75	2021-2026
61	ТК 17 МКР ПР24	ТК 17 МКР ПР25	31,99	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	891,28	2021-2026
62	ТК 17 МКР ПР24	Малоэтажный мкд	7,63	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	52,34	2021-2026

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
63	ТК 17 МКР ПР23	ТК 17 МКР ПР24	120,76	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	3364,53	2021-2026
64	ТК 17 МКР ПР23	УТ-17	68,13	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1227,41	2021-2026
65	УТ-17	МКД к11	19,67	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	225,68	2021-2026
66	УТ-17	МКД к10	26,63	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	479,76	2021-2026
67	МК17а-3	ТК 17 МКР ПР23	359,17	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	10006,94	2021-2026
68	МК17а-3	ТК 17 МКР ПР21	26,26	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	473,09	2021-2026
69	ТК 17 МКР ПР21	Торговый комплекс ООО "Сокол"	30,24	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	544,80	2021-2026
70	ТК 17 МКР ПР21	Торговый комплекс	43,92	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	503,91	2021-2026
71	УТ 14 мкр	МК17а-3	196,25	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	5467,78	2022
72	ТК 14 мкр	УТ 14 мкр	25,45	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	709,07	2022
73	МК14-23 НЕФ	ТК-17 мкр	115,57	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	2450,09	2021-2026
74	ТК-17 мкр	МКД	26,09	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	470,03	2021-2026
75	ТК-17 мкр	ТК-17 мкр	84,01	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1781,02	2021-2026
76	ТК-17 мкр	МКД	39,3	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	708,02	2021-2026
77	ТК-17 мкр	У-Б32	95,81	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	2031,18	2021-2026
78	У-Б32	МКД к5	31,21	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	661,65	2021-2026

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
79	У-Б32	Административное здание Межрай	39,02	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	447,69	2021-2026
80	ТК 17 МКР ПР2	ТК 17 МКР ПР	94,1	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	2621,75	2021-2026
81	ТК 17 МКР ПР	МКД к1	62,79	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1331,15	2021-2026
82	ТК17 мкр проект	ТК 17 МКР ПР2	44,68	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1244,84	2021-2026
83	ТК-3а-15	ТК 17 МКР ПР3	168,26	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	3567,12	2021-2026
84	ТК 17 МКР ПР3	МКД к2	19,31	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	409,37	2021-2026
85	ТК 17 МКР ПР3	ДДУ на 320 мест	182,95	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	2099,05	2021-2026
86	МК2-3Гаг	"Учебный корпус" МБОУ СОШ № 5	65,34	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	749,67	2021
87	ТК15-1,2,3,4	Общественный центр торговли и	28,74	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	329,74	2020-2022
88	ТК4-7	ТК4 МКР ПР	41,13	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	740,99	2020-2024
89	ТК4 МКР ПР	МКД 16эт №3	13,95	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	160,05	2020-2024
90	ТК4 МКР ПР	ТК4 МКР ПР2	78,06	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1406,31	2020-2024
91	ТК4 МКР ПР2	ТК4 МКР ПР3	65,18	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1174,27	2020-2024
92	ТК4 МКР ПР3	МКД 16эт №1	21,9	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	251,27	2020-2024
93	ТК4 МКР ПР3	МКД 16эт №2	60,26	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	691,38	2020-2024
94	ТК11-42	Многоквартирный жилой дом со в	11,18	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	201,42	2020-2027

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
95	ТК-БК2	7 мкр ЦГБ	104,75	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	718,53	2021
96	МК12-13НЕФ	Двухэтажное здание общей площа	165,8	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	1137,30	2022-2023
97	7 мкр ЦГБ	микрорайон 7	38,91	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	266,90	2020-2024
98	МКР 2а	Дом причта на территории бюдже	121,89	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	836,10	2021-2022
99	ТК4-ДС	Развитие застроенной территории	53,33	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1485,84	2020-2024
100	У-ЮПАТ-1	Нежилое строение бокса (Склад	69,09	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	665,18	2021-2023
101	МК4-2Неф	Многоквартрный жилой дом № 1	40,79	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	468,00	2020-2024
102	МК4-2Неф	Многоквартрный жилой дом № 2	30,06	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	344,89	2020-2024
103	МК4-3Неф	Многоквартрный жилой дом № 3	27,41	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	314,48	2020-2024
104	ТК-Гараж 20	Производственное здание	14,39	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	125,27	2020-2024
105	ТК14-50	Блок Контейнер	9,1	0,025	Подземная бесканальная	3793,385	1,11	1,02	1,06	41,43	2022
106	У-11-РП	для строительства гаражей ГСК-	31,79	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	218,06	2022-2023
107	УТ	Индивидуальный жилой дом	19,71	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	135,20	2022-2023
108	МК1-3Наб	"Многофункциональный спортивны	40,45	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	857,54	2020-2022
109	ТК-НИПИ-1	Индивидуальный жилой дом	58,5	0,025	Подземная бесканальная	3793,385	1,11	1,02	1,06	266,32	2022-2023
110	МКЮ3-5	МК11В-1	350,95	0,35	Подземная бесканальная	34 597,18	1,11	1,02	1,06	14571,86	2020-2024

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
111	МК11В-1	ТК-11В-П-1	107,67	0,3	Подземная бесканальная	28 183,31	1,11	1,02	1,06	3641,80	2020-2024
112	ТК-11В-П-1	Административное здание (офис)	36,44	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	418,09	2020-2024
113	ТК-11В-П-1	ТК-11В-П-2	27,57	0,3	Подземная бесканальная	28 183,31	1,11	1,02	1,06	932,52	2020-2024
114	ТК-11В-П-2	6-ти секцион-ный многоквартир-тир	16,16	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	110,85	2020-2024
115	ТК-11В-П-2	ТК-11В-П-3	139,8	0,3	Подземная бесканальная	28 183,31	1,11	1,02	1,06	4728,55	2020-2024
116	ТК-11В-П-3	ТК-11В-П-4	75,68	0,3	Подземная бесканальная	28 183,31	1,11	1,02	1,06	2559,78	2020-2024
117	ТК-11В-П-4	ТК-11В-П-5	17,07	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	361,88	2020-2024
118	ТК-11В-П-5	7-ми секцион-ный многоквартир-тир	9,97	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	179,62	2020-2024
119	ТК-11В-П-5	ТК-11В-П-6	78,08	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1406,67	2020-2024
120	ТК-11В-П-6	6-ти секцион-ный многоквартир-тир	14,38	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	164,99	2020-2024
121	ТК-11В-П-6	3-х секционный многоквартир-ны	18,49	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	333,11	2020-2024
122	ТК-11В-П-4	ТК-11В-П-7	110,25	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	3071,71	2020-2024
123	ТК-11В-П-7	ТК-11В-П-8	60,2	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1084,55	2020-2024
124	ТК-11В-П-8	7-ми секцион-ный многоквартир-тир	19,53	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	351,85	2020-2024
125	ТК-11В-П-8	3-х секционный многоквартир-ны	9,33	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	168,09	2020-2024
126	ТК-11В-П-7	ТК-11В-П-9	31,78	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	673,74	2020-2024

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
127	ТК-11В-П-9	6-ти секцион-ный многоквартир-тир	13,72	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	247,18	2020-2024
128	ТК-11В-П-9	ТК-11В-П-10	30,91	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	212,03	2020-2024
129	ТК-11В-П-10	База ЖЭО	6,71	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	46,03	2020-2024
130	ТК-11В-П-9	ТК-11В-П-11	63,57	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1347,69	2020-2024
131	ТК-11В-П-11	ТК-11В-П-12	72,93	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1313,89	2020-2024
132	ТК-11В-П-12	6-ти секцион-ный многоквартир-тир	8,08	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	145,57	2020-2024
133	ТК-11В-П-12	3-х секционный многоквартир-ны	21,25	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	382,83	2020-2024
134	ТК-11В-П-11	ТК-11В-П-13	95,03	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	2014,64	2020-2024
135	ТК-11В-П-13	6-ти секцион-ный многоквартир-тир	16,98	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	305,91	2020-2024
136	ТК-11В-П-13	Спортивный комплекс (2 эт.)	39,23	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	450,10	2020-2024
137	ТК-11В-П-13	ТК-11В-П-14	140,61	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	1353,76	2020-2024
138	ТК-11В-П-14	Автосалон	34,95	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	336,49	2020-2024
139	МК11В-1	ТК-11В-П-15	34,62	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	964,56	2020-2024
140	ТК-11В-П-15	4-х секцион-ный многоквартир-н	16,07	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	184,38	2020-2024
141	ТК-11В-П-15	ТК-11В-П-16	71,5	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1515,80	2020-2024
142	ТК-11В-П-16	4-х секцион-ный многоквартир-н	16,26	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	111,54	2020-2024

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
143	ТК-11В-П-16	ТК-11В-П-17	74,96	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1589,16	2020-2024
144	ТК-11В-П-17	5-ти секцион-ный многоквартир-тир	18,76	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	215,24	2020-2024
145	ТК-11В-П-17	ТК-11В-П-18	59,72	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1075,90	2020-2024
146	ТК-11В-П-18	Общеобразова-тельная школа на и	47,97	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	864,22	2020-2024
147	ТК-11В-П-18	ТК-11В-П-19	94,88	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1709,34	2020-2024
148	ТК-11В-П-19	Детское дошкольное учреждение	47,31	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	455,49	2020-2024
149	ТК-11В-П-19	4-х секционный многоквартир-ны	81,76	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1472,97	2020-2024
150	ТК-11В-П-17	ТК-11В-П-20	46,39	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	835,75	2020-2024
151	ТК-11В-П-20	5-ти секцион-ный многоквартир-тир	15,9	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	153,08	2020-2024
152	ТК-11В-П-20	ТК-11В-П-21	107,08	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1929,13	2020-2024
153	ТК-11В-П-21	5-ти секцион-ный многоквартир-тир	17,73	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	170,70	2020-2024
154	ТК-11В-П-21	ТК-11В-П-22	57,36	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1033,38	2020-2024
155	ТК-11В-П-22	4-х секционный много-квартирны	16,01	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	183,69	2020-2024
156	ТК-11В-П-22	ТК-11В-П-23	144,97	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	2611,74	2020-2024
157	ТК-11В-П-23	Спортивный центр	67,48	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	462,88	2020-2024
158	ТК-11В-П-23	ТК-11В-П-24	17,58	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	169,26	2020-2024

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
159	ТК-11В-П-24	Медцентр на 100 посещ./смену	14,6	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	127,09	2020-2024
160	ТК-11В-П-24	ТК-11В-П-25	10,25	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	89,23	2020-2024
161	ТК-11В-П-25	Общественно-деловое здание	56,07	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	488,09	2020-2024
162	МК4-3Неф	Многokвартирный жилой дом № 4	36,37	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	417,29	2021
163	МК3-6Неф	Многokвартирный жилой дом	15,42	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	148,46	2020-2024
164	УТ 17 мкр	МК15-17	59,45	0,35	Подземная бесканальная	34 597,18	1,11	1,02	1,06	2468,43	2021-2026
165	ТК 17 МКР ПР28	ТК 17 МКР ПР5	106,19	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1913,09	2021-2026
166	ТК 17 МКР ПР5	5.2 с помещениями общественног	18,59	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	334,91	2021-2026
167	ТК 17 МКР ПР28	5.1 с помещениями общественног	12,49	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	143,30	2021-2026
168	ТК 17 МКР ПР5	Детский сад	41,99	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	288,03	2021-2026
169	МК17-Храм	Художественная галерея "Югория	151,47	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	1458,32	2021-2026
170	ТК 17 МКР ПР5	Нефтеюганская специальная (кор	19,65	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	354,01	2021-2026
171	МК16а-8Наб	ЗАГС	77,92	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1403,79	2022
172	ТК1-31	Гостиница "Рассвет"	66,04	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	635,82	2020-2022
173	ТК11а-103-4	Жилой дом №2, 103 стр.	39,3	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	342,11	2020-2024
174	МК11-библ	Вр.11-55-2	33,2	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	925,00	2020-2027

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
175	Вр.11-55-2	ТК11-кв5-12	33,04	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	920,54	2020-2027
176	ТК11-кв5-12	ТК11 мкр ПРОЕКТ	46,57	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	987,29	2020-2027
177	ТК11 мкр ПРОЕКТ	МЖД	8,81	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	158,72	2020-2027
178	ТК11 мкр ПРОЕКТ	МЖД	35,28	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	635,60	2020-2027
179	ТК11-кв5-12	ТК11-54	53,44	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1132,93	2020-2027
180	ТК11-54	ТК11-54/1	19,7	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	417,64	2020-2027
181	ТК11-54/1	МЖД	10,68	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	192,41	2020-2027
182	ТК11-54/1	МЖД	9,94	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	179,08	2020-2027
183	ТК11-54	МЖД	46,91	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	845,12	2020-2027
184	У 116-9	МКД, рядом с домом по ул. Школ	22,2	0,1	Подземная канальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	254,71	2021-2023
185	ТК116-47/1	К11Б-6	27,46	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	315,06	2021-2023
186	К11Б-6	МКД, рядом с домом по ул. Школ	18,05	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	173,78	2021-2023
187	К11Б-6	МКД, рядом с домом по ул. Школ	62,48	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	543,89	2021-2023
188	ТК11а-103	Жилой дом №3, севернее 103 ст	110,36	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	960,69	2020-2024
189	ТК6-83	МКР 6	53,22	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	958,80	2021-2025
190	МКР 6	МКД	9,61	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	110,26	2021-2025

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
191	МКР 6	МКД	100,76	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	1156,05	2021-2025
192	У6-70а	МКД	28,04	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	505,16	2021-2025
193	ТК6-43	МКД	33,48	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	322,34	2021-2025
194	ТК6-2	МКД	36,91	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	321,30	2021-2025
195	У6-68	МКД	12,36	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	107,59	2021-2025
196	У6-10	МКД	13,06	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	89,58	2021-2025
197	ТК15-4	Семнадцатизэтажный многоквартир	32,88	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	377,24	2020-2022
198	ТК-6-15мкр	Жилой дом №13	48,35	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	465,50	2021-2022
199	МК14-7Мам	ТК 14 мкр проект	209,47	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	3773,76	2022
200	ТК 14 мкр проект	Гипермаркет	37,47	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	429,91	2022
201	ТК 14 мкр проект	Пожарное депо, 4 автомобиля	35,35	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	307,72	2022
202	МК13-5Мам	ТК проект 13 мкр	83,99	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	576,13	2021-2023
203	ТК проект 13 мкр	Магазин-кафе строящийся	13,84	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	94,94	2021-2023
204	ТК проект 13 мкр	Автомойка строящаяся	14,15	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	97,06	2021-2023
Строительство тепловых сетей в зоне действия ЦК-2											
1	У-Сим	Мира 18а,проектир	17,4	0,08	Надземная	11 611,40	1,11	1,02	1,06	242,47	2021-2024
2	ТК5-10	5 мкр,49,1	44,4	0,1	Подвальная	12 528,09	1,11	1,02	1,06	667,57	2022-2024

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
3	ТК-Авиа2	территории аэропорта	37,35	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	359,60	2021-2027
4	ТК-Авиа2	ТК-СЗЗ-ТРЦ	28,39	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	511,47	2021-2027
5	ТК10а-1	ООО "Массон"	13,14	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	126,51	2020-2026
6	МК5-14Мир	ТК проект	58,21	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	667,86	2023
7	ТК проект	Торгово-офисный центр	15,57	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	106,80	2021-2023
8	ТК проект	деловое управление	50,59	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	487,07	2020-2026
9	ТК-1112	Склады ул.Сургутская	123	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	1411,22	2020-2021
10	ТК5-д-сад	Детский сад на 320 мест	25	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	450,39	2023-2025
11	ТК шк2 спорт	Спортивное сооружение на терри	14,56	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	126,75	2023-2025
12	У-407	Нежилое помещение	27,54	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	188,91	2021-2023
13	ТК-АБК Шлюмб.	Автомойка	30,34	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	292,11	2023
14	ТК11а-29/2	ул.Кедровая, д.276	13,87	0,025	Подземная бесканальная	3793,385	1,11	1,02	1,06	63,14	2020-2023
15	У-385/2	Офисное помещение	27,35	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	313,80	2021-2024
16	ТК8-Ст.аэр.-1	ул.Усть-Балыкская, земельный у	125,67	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	2264,04	2021-2027
17	Уз.вр.ф200	Гараж №45, 46, 47	36,44	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	249,96	2021-2023
18	ТК7-19	Торгово-офисное здание. админи	39,53	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	453,54	2020-2024

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
19	ТК10а-1	под магазин и деловое управле	64,9	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	445,18	2020-2026
20	ТК-385	под магазин,	54,46	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	373,57	2021-2023
21	ТК-1-Зв	мкр.11А, ул.Кедровая (площадь)	57,77	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	396,27	2020-2023
22	ТК-ООС "Тайга"	Индивидуальный жилой дом	20,02	0,032	Подземная бесканальная	4331,608	1,11	1,02	1,06	104,07	2020-2023
23	У-общ.45	Станция технического обслужива	40,25	0,025	Подземная бесканальная	3793,385	1,11	1,02	1,06	183,24	2021-2024
24	У-общ.45	Гостиница, кинотеатр и рестора	76,86	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	739,99	2021-2024
25	У-общ.45	Торговый комплекс. Спортивный	59,41	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	681,63	2021-2024
26	У-ГСМ	ТК-С33-СГМ	313,7	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	5651,54	2021-2027
27	ТК-С33-СГМ	Офисный центр	174,52	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	3144,11	2021-2027
28	ТК-С33-ТРЦ	Гостиница с помещениями для ра	49,72	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	895,74	2021-2027
29	ТК-С33-ТРЦ	АЗС для легкового автотранспор	54,06	0,025	Подземная бесканальная	3793,385	1,11	1,02	1,06	246,11	2021-2027
30	ТК8а-КНС	Торговый центр, Проектир	88,9	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1884,68	2021-2027
31	ТК11-Зв	ул. Кедровая, 93а	88,38	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	606,24	2020-2023
32	ТУ	ул.Спортивная, 48	11,3	0,021	Подземная бесканальная	3 485,83	1,11	1,02	1,06	47,27	2020-2023
33	ТК-1-Зв	пос.Звездный, д.99	49,06	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	336,53	2020-2023
34	У-Мот.цех	Административное 2-х этажное з	21,76	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	149,26	2021-2023

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
35	УМ-9Жил	УМ-9Жил/1	77,95	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1404,33	2021-2023
36	УМ-9Жил/1	Пионерная зона, ул.Жилая, земе	18,09	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	157,47	2021-2023
37	УМ-9Жил/1	Пионерная зона, ул.Жилая, земе	34,69	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	624,97	2021-2023
38	У-914	ул.Жилая, 10	31,15	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	357,39	2021-2023
39	У-Мех	Цех комплект. муфт, ул.Жилая 1	14,61	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	140,66	2021-2023
40	У-395	Гараж №45, 46, 47" (СТО)	50,6	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	580,55	2021-2023
41	У-маяк1	Дилерский и сервисный центр	76,24	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	2124,15	2021-2027
42	ТК 9А мкр проект	ТК 9А мкр проект	48,34	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	870,88	2020-2025
43	ТК 9А мкр проект	МКД 9	41,45	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	399,07	2020-2025
44	ТК 9А мкр проект	ТК 9А мкр проект	44,64	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	804,22	2020-2025
45	ТК 9А мкр проект	МКД 10	26,34	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	302,21	2020-2025
46	ТК 9А мкр проект	МКД 11	81,2	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1462,88	2020-2025
47	ТК 9А мкр проект	ТК 9А мкр проект	82,78	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1491,34	2020-2025
48	ТК 9А мкр проект	МКД 12	49,43	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1047,92	2020-2025
49	ТК 9А мкр проект	МКД 8.1	50,21	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	576,08	2020-2025
50	ТК 9А мкр проект	Дошкольное образовательное учр	19,4	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	133,07	2020-2025

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
51	МК9-17Жил	Дилерский центр	59,16	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	678,76	2023
52	У аэр опуск	ТК 9А мкр проект	340,11	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	16739,76	2020-2025
53	У-аэр под	ул.Ленина, Торговый центр (прое)	61,57	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	1305,29	2022-2027
54	ТК-ТРЦ проект	ул.Ленина, Торгово-развл. компл	129,97	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	3621,13	2022-2027
55	У-ГСМ	ТК проект АЭР 2	61,39	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1710,41	2021-2027
56	ТК проект АЭР 2	Многофункциональный спортивный	31,96	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	575,78	2021-2027
57	ТК проект АЭР 2	Бизнес центр	107,85	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1943,00	2021-2027
58	У аэр опуск	ТК10А проект 11	313,55	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	6647,28	2020-2026
59	ТК10А проект 12	ТК10А проект 11	23,96	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	431,66	2020-2026
60	ТК10А проект 12	Спортивный комплекс	17,46	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	200,32	2020-2026
61	ТК проект 10	ТК10А проект 12	55,35	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	997,17	2020-2026
62	ТК проект 10	Детский сад на 85 детей	11,89	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	81,56	2020-2026
63	ТК 10А проект 9	ТК проект 10	95,92	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1728,07	2020-2026
64	ТК 10А проект 9	МКД 7	18,46	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	177,73	2020-2026
65	ТК 10А проект 8	ТК 10А проект 9	77,02	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1387,57	2020-2026
66	ТК10А проект 11	ТК 10А проект 5	25,58	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	542,30	2020-2026

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
67	ТК 10А проект 5	МКД 2	19,12	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	184,08	2020-2026
68	ТК 10А проект 5	МКД 3	12,7	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	110,55	2020-2026
69	ТК 10А проект 5	ТК 10А проект 6	29,16	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	525,34	2020-2026
70	ТК 10А проект 6	ТК 10А проект 97	63,01	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1135,17	2020-2026
71	ТК 10А проект 6	Школа на 145 детей	21,04	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	202,57	2020-2026
72	ТК 10А проект 97	МКД 4	12,73	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	146,06	2020-2026
73	ТК 10А проект 97	ТК 10А проект 4	42,75	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	770,17	2020-2026
74	ТК 10А проект 4	МКД 5	15,04	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	144,80	2020-2026
75	ТК 10А проект 3	ТК 10А проект 4	49,37	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	889,44	2020-2026
76	ТК 10А проект 3	МКД 6	16,91	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	147,20	2020-2026
77	ТК 10А проект 6	ТК 10А проект 2	60,09	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1082,57	2020-2026
78	ТК 10А проект 2	МКД 1	16,08	0,08	Подземная бесканальная	8 022,28	1,11	1,02	1,06	154,81	2020-2026
79	ТК 10А проект 1	ТК 10А проект 3	15,17	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	273,30	2020-2026
80	ТК 10А проект 2	ТК 10А проект 1	16,85	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	193,33	2020-2026
81	У-СТО	Комплекс для размещения учрежд	30,74	0,1	Подземная бесканальная	9 560,06	1,11	1,02	1,06	352,69	2021-2023
82	ТК8а-45	МКД	22,64	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	197,08	2023

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
83	ТК-Магистр.	МКД	67,94	0,05	Подземная бесканальная	5 715,61	1,11	1,02	1,06	466,03	2020-2023
84	ТК11а-Транс	МКД	84,37	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	734,44	2020-2023
85	ТК11а-16	МКД	58,19	0,07	Подземная бесканальная	7 253,39	1,11	1,02	1,06	506,55	2020-2023
86	ТК11а-4	Школа 1120 мест	19,19	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	345,72	2020-2023
87	ТК 9А мкр проект	ТК 9А проект 2	315,37	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	6685,86	2020-2025

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей для обеспечения присоединения перспективных потребителей к существующим и вновь построенным тепловым сетям от тепловых камер тепломагистралей до границы участка присоединяемого объекта включены в группу проектов №3.

Для обеспечения перспективных тепловых нагрузок помимо строительства новых магистралей предусмотрены мероприятия по перекладке участков тепловых сетей с увеличением диаметра, причем если строительство новых магистралей необходимо только для северо-западных районов города, где происходит наиболее интенсивный рост тепловых нагрузок, то реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра необходима во всех районах города.

Перечень реконструируемых с увеличением диаметра участков тепловых сетей приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр труб-да до рек-ции, м	Диаметр труб-да после рек-ции, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
Реконструкция тепловых сетей в зоне действия ЦК-1													
МК16-6Наб	МК16а-7Наб	210	0,5	0,6	Подземная бесканальная	76 969,85	1,11	1,02	1,06	19398,54	5819,56	25218,10	2021-2022
МК16-5Наб	МК16-6Наб	90	0,5	0,6	Подземная бесканальная	76 969,85	1,11	1,02	1,06	8313,66	2494,10	10807,76	2021-2022
МК16а-7Наб	МК16а-8Наб	138	0,5	0,6	Подземная бесканальная	76 969,85	1,11	1,02	1,06	12747,61	3824,28	16571,89	2021-2022
МК16а-8Наб	ТК-1-15МКР	34	0,5	0,6	Подземная бесканальная	76 969,85	1,11	1,02	1,06	3140,72	942,21	4082,93	2021-2022
ТК-1-15МКР	ТК-маг.Позитрон	93,5	0,25	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	4601,95	1380,58	5982,53	2021-2022
ТК-маг.Позитрон	УТ 17 мкр	311,12	0,25	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	15312,91	4593,87	19906,79	2021-2022
ТК-2-15мкр	ТК-3-15мкр	249,6	0,25	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	12284,98	3685,49	15970,48	2021-2022
ТК-3-15мкр	ТК-3а-15	94,6	0,25	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	4656,09	1396,83	6052,91	2021-2022
ТК11-45-2	ТК11-41	28,9	0,1	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	520,66	156,20	676,85	2021-2022
ТК11-41	ТК11-42	55	0,05	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	990,87	297,26	1288,13	2021-2022
МК4-9Мир	МК4-10Мир	62	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	7065,00	2119,50	9184,50	2021-2022
МК4-8Мир	МК4-9Мир	48	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	5469,68	1640,90	7110,58	2021-2022
МК4-10Мир	МК4-11Мир	84,1	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	9583,33	2875,00	12458,33	2021-2022
ЦК1-Зочередь	УМ1-6Мир	85,8	0,5	0,7	Надземная	30 025,00	1,11	1,02	1,06	3091,71	927,51	4019,23	2021-2022

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр труб-да до рек-ции, м	Диаметр труб-да после рек-ции, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
ЦК1-РУ-6	МК4-8Мир	111	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	12648,63	3794,59	16443,22	2021-2022
УМ-4Мир	ЦК1-3очередь	62,8	0,5	0,7	Надземная	30 025,00	1,11	1,02	1,06	2262,93	678,88	2941,81	2021-2022
УМ1-6Мир	ЦК1-РУ-6	54	0,5	0,7	Надземная	30 025,00	1,11	1,02	1,06	1945,83	583,75	2529,58	2021-2022
У-ЦК1-2	МК1-2Мир	18,39	0,704	0,8	Надземная	31 514,59	1,11	1,02	1,06	695,54	208,66	904,20	2021-2022
УТ 17 мкр	ТК 17 мкр1	39,38	0,25	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	1938,23	581,47	2519,70	2021-2022
УТ	ТК-2-15мкр	49,73	0,25	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	2447,64	734,29	3181,94	2021-2022
ТК 17 мкр1	УТ	23,77	0,25	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	1169,93	350,98	1520,91	2021-2022
Реконструкция тепловых сетей в зоне действия ЦК-2													
МК11-оос Юность	МК-ООС Дор.	120	0,257	0,4	Надземная	25 556,23	1,11	1,02	1,06	3680,50	1104,15	4784,65	2021-2022
У-опуск4	МК11-оос Юность	45	0,25	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	2214,84	664,45	2879,29	2021-2022
МК-ООС Дор.	МК11-7Сургут	163,15	0,35	0,4	Надземная	25 556,23	1,11	1,02	1,06	5003,95	1501,18	6505,13	2021-2022
МК-13Жил	МК10-14Жил	106	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	12078,87	3623,66	15702,54	2021-2022
У-Кот.1-3	МК-13Жил	30	0,5	0,7	Надземная	30 025,00	1,11	1,02	1,06	1081,02	324,31	1405,32	2021-2022
ТК-Авиа1	ТК-ТРЦ проект	195,44	0,2	0,4	Надземная	25 556,23	1,11	1,02	1,06	5994,31	1798,29	7792,60	2021-2022
У-Маяк	У-ГСМ	22	0,2	0,35	Надземная	24 811,44	1,11	1,02	1,06	655,09	196,53	851,62	2021-2022
МК5-15Мир	МК5-14Мир	148	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	16864,84	5059,45	21924,29	2021-2022
У-ЦК2	МК-1	43	0,614	0,7	Надземная	30 025,00	1,11	1,02	1,06	1549,46	464,84	2014,30	2021-2022
ЦК-2 1 выход	У-ЦК2	2	0,61	0,7	Надземная	30 025,00	1,11	1,02	1,06	72,07	21,62	93,69	2021-2022
Ш-магистр	МК10-17Мир	260,5	0,5	0,7	Надземная	30 025,00	1,11	1,02	1,06	9386,85	2816,05	12202,90	2021-2022
МК-1	Ш-магистр	1	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	113,95	34,19	148,14	2021-2022
МК10-14Жил	МК10-15Жил	160	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	18232,26	5469,68	23701,94	2021-2022
МК-1	У-Кот.1-3	93	0,5	0,7	Надземная	30 025,00	1,11	1,02	1,06	3351,16	1005,35	4356,51	2021-2022

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр трубы до реакции, м	Диаметр трубы после реакции, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
МК-Парк	МК5-15Мир	95	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	10825,41	3247,62	14073,03	2021-2022
МК10-17Мир	МК-Парк	67	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	7634,76	2290,43	9925,19	2021-2022
МК5-14Мир	МК5-13Мир	96	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	10939,36	3281,81	14221,16	2021-2022
МК5-13Мир	МК5-12Мир	66	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	7520,81	2256,24	9777,05	2021-2022
МК10-15Жил	ТК 10А проект 8	52,54	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	5987,02	1796,11	7783,12	2021-2022
МК10-16Жил	МК-аэропорт	94,1	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	10722,85	3216,85	13939,70	2021-2022
У-СТО	У-аэропорт	161	0,2	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	7924,21	2377,26	10301,47	2021-2022
У-аэр опуск	У аэр опуск	19,15	0,2	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	942,54	282,76	1225,30	2021-2022
У-аэр под	ТК-Авиа1	30	0,2	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	1476,56	442,97	1919,53	2021-2022
У-аэропорт	У-аэр опуск	83	0,2	0,4	Надземная	25 556,23	1,11	1,02	1,06	2545,68	763,70	3309,38	2021-2022
МК-аэропорт	У-СТО	0,5	0,2	0,4	Надземная	25 556,23	1,11	1,02	1,06	15,34	4,60	19,94	2021-2022
ТК7-23	ТК7-21	34,2	0,15	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	725,04	217,51	942,55	2021-2022
ТК8а-42	ТК8а-КНС	147,5	0,15	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	3127,01	938,10	4065,11	2022
ТК8а-КНС	У-8-2	104,29	0,1	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	2210,95	663,29	2874,24	2022
ТК8а-38	ТК8а-38-1	60,2	0,15	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1677,25	503,18	2180,43	2022
ТК8а-38-1	ТК8а-42	48,8	0,15	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1359,63	407,89	1767,52	2022
ТК8а-рынок	ТК8а-21	29,5	0,2	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	821,91	246,57	1068,48	2022

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр трубы до рек-ции, м	Диаметр трубы после рек-ции, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
ТК8а-21	ТК8а-26	94	0,2	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	2618,96	785,69	3404,65	2022
ТК8а-26	ТК8а-38	51,5	0,2	0,25	Подземная бесканальная	23 215,20	1,11	1,02	1,06	1434,86	430,46	1865,31	2022
У-8-2	ТК8-Ст.аэр.-2	124,7	0,1	0,2	Подземная бесканальная	17 664,77	1,11	1,02	1,06	2643,65	793,09	3436,74	2021-2022
ТК8-Ст.аэр.-2	ТК8-Ст.аэр.-1	85	0,1	0,15	Подземная бесканальная	15 011,48	1,11	1,02	1,06	1531,34	459,40	1990,74	2021-2022
У аэр опуск	У-аэр под	12,85	0,2	0,4	Подземная бесканальная	41 011,05	1,11	1,02	1,06	632,46	189,74	822,20	2021-2022
ТК-ТРИЦ проект	У-Маяк	400,56	0,2	0,35	Надземная	24 811,44	1,11	1,02	1,06	11927,47	3578,24	15505,72	2021-2022
ТК 10А проект 8	МК10-16Жил	129,46	0,5	0,7	Подземная бесканальная	94 949,25	1,11	1,02	1,06	14752,18	4425,65	19177,83	2021-2022

6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей системы теплоснабжения, которые обеспечивают поставку тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при выполнении условий надёжности теплоснабжения, входящие в группу проектов №4, на территории г. Нефтеюганска не предусмотрены.

На основании требований СП 124.13330.2012 п.5.5 при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должно обеспечиваться допустимое снижение подачи теплоты.

6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Мастер-планом схемы теплоснабжения предлагаются основные направления развития систем теплоснабжения на территории города. Мероприятия на тепловых сетях соответствуют рекомендуемым в рассматриваемых вариантах техническим и технологическим решениям в части развития источников тепловой энергии, в том числе предусматривают мероприятия, обеспечивающие возможность изменения существующих зон теплоснабжения от источников тепловой энергии.

Для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей и осуществления выполнения мероприятий на источниках разработаны соответствующие варианты строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

Мастер-планом предлагается переключение нагрузок котельных Юго-Западная и СУ-62 на котельную ЦК-1. Необходимость рассмотрения возможности переключения котельных Юго-западная и СУ-62 на ЦК-1 вызвана вероятным прекращением деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» как теплоснабжающей организации. Теплоснабжение не является профильным видом деятельности организации и является убыточным для организации. Отказ от централизованного теплоснабжения для ООО «РН-Юганскнефтегаз» выглядит логичным способом

снижения издержек. В случае вывода из эксплуатации одного из источников тепловой энергии Администрация муниципального образования обязана обеспечить теплоснабжение потребителей, например, переключив зону теплоснабжения на источник тепловой энергии другой ТСО. Зона теплоснабжения котельной Юго-Западная расположена в непосредственной близости от зон теплоснабжения котельных ЦК-1 и СУ-62. При этом если на котельной СУ-62 отсутствуют резервы мощности, позволяющие осуществить переключение нагрузки котельной Юго-Западная, то на ЦК-1 резервы тепловой мощности достаточны для покрытия как нагрузок котельной Юго-Западная, так и СУ-62.

Для осуществления переключения зоны Юго-Западной котельной на ЦК-1 необходимо строительство переемычки между сетями двух источников. Переемычку планируется выполнить между тепловыми камерами «МК-Юг-Зап» и «МК-Ю-1» тепловых сетей ЦК-1 и котельной Юго-Западная соответственно. Длина переемычки составит 56,8 м. Диаметр переемычки определен по результатам гидравлического расчета на электронной модели – 2Ду400 мм.

Планируемая переемычка представлена на рисунке 8.

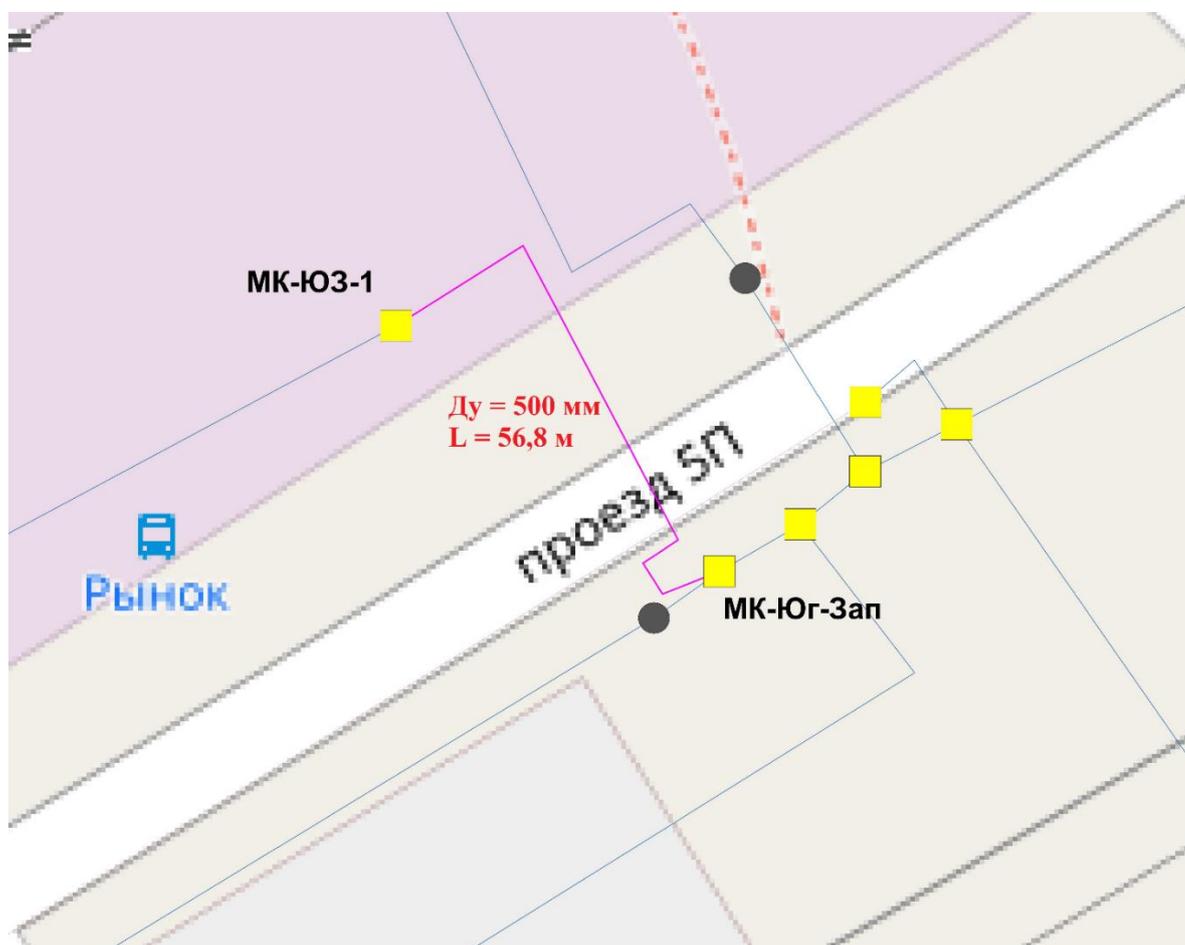


Рисунок 8 - Планируемая переемычка на тепловых сетях ЦК-1 и Юго-Западной котельной

Для переключения нагрузок котельной СУ-62 с последующим выводом источника из эксплуатации необходимо строительство перемычки между ТК на тепловых сетях Юго-Западной котельной (перед ТК «МК-ЮЗ-12») и «ТК-2» на тепловых сетях СУ-62 соответственно. Длина перемычки составит 646 м. Диаметр перемычки определен по результатам гидравлического расчета на электронной модели – 2Ду200 мм.

Планируемая перемычка представлена на рисунке 9.



Рисунок 9 - Планируемая перемычка на тепловых сетях котельных Юго-Западной и СУ-62

На момент выполнения настоящей актуализации схемы теплоснабжения, строительство необходимой перемычки уже завершено.

Группа проектов включает следующие проекты:

- перевод нагрузки контура котельной Юго-Западной в контур ЦК-1 со строительством перемычки 2 Ду 400 мм протяженностью 56,8 метра.

Перечень мероприятий по строительству тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных приведён в таблице 31.

Таблица 31 – Перечень мероприятий по строительству тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс. руб.	Год ввода
1	Строительство перемычки Между ЦК-1 и Юго-Западной котельной	Перемычка цк1-юз	56,8	0,5	Подземная бесканальная	58 990,45	1,11	1,02	1,06	4865,69	2023

6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей

Мероприятия, направленные на повышение надежности теплоснабжения условно можно разделить на две группы:

- мероприятия по реконструкции ветхих тепловых сетей.
- мероприятия по строительству и реконструкции распределительных тепловых сетей с увеличением диаметров, для обеспечения нормативной надежности.

По результатам расчетов определено, что строительство и реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра для обеспечения надежности не требуются.

РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

«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.».

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

Актуальность перевода открытых систем горячего водоснабжения на закрытые схемы обусловлена следующими причинами:

– в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует и наличие излома (70 °С) для нужд ГВС приводит к «перетокам» 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 тепловой энергии на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;

- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, ликвидация «перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;

- снижение объемов работ по хим. Водоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;

- снижение аварийности систем теплоснабжения.

На основании проведенного маркетингового исследования типов и состава оборудования ИТП сформированы основные требования к перспективному оборудованию:

- Теплообменники должны быть кожухотрубными разборными.
- Теплопередающие трубки и корпус должны быть из нержавеющей стали.
- Теплообменники должны обладать минимальной металлоемкостью (кг/кВт).
- Теплообменники должны иметь минимальную тепловую инерцию (сек/град).

Современный ИТП должен обеспечивать решение следующих задач:

- регулировать количество тепловой энергии, подаваемой на отопление, не по температуре в подающем трубопроводе, а по температуре в «обратке» с настройкой под конкретное здание (качество отопления);

- регулировать циркуляцию ГВС (снижение теплосодержания до уровня утвержденного норматива);

- минимизировать погрешность коммерческих приборов учёта;

- снять проблему появления накипи в теплообменниках.

При этом тепловой пункт должен быть по стоимости существенно ниже применяемых сегодня, не занимать полезную площадь на уровне пола и быть дешёвым в эксплуатации за счёт дистанционного контроля или даже управления работой.

В рамках научно-исследовательской работы выполнены расчеты проекта перевода на закрытую схему ГВС потребителей г. Нефтеюганска.

Выполненные расчеты показали, что наиболее выгодный вариант с точки зрения капитальных вложений – вариант №1а – установка теплообменного оборудования горячего водоснабжения непосредственно у потребителей рядом с вводом тепловой сети в здание. Это наименее затратный вариант: 2346,77 млн рублей против 2630,63 млн. рублей (вариант 1б), 3919,73 млн. рублей (вариант 2), 4912,33 млн. рублей (вариант 3).

В настоящее время, окончательное решение о способе перехода на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) потребителей города Нефтеюганска, не принято.

7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

В период с 2020 года до 1 января 2022 года все потребители тепловой энергии должны быть переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

При переводе потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему возможны следующие варианты:

– Вариант 1 – переход на закрытую схему приготовления горячего водоснабжения с дооснащением ИТП потребителей арматурой, регуляторами, автоматикой и теплообменным оборудованием на нужды горячего водоснабжения;

– Вариант 2 – переход на закрытую схему приготовления горячего водоснабжения посредством строительства центральных тепловых пунктов, а также реконструкции квартальных тепловых сетей в 4-х трубном исполнении;

– Вариант 3 – переход на закрытую схему приготовления горячего водоснабжения путем реконструкции тепловых сетей в 4-х трубном исполнении;

– Вариант 4 – использование индивидуальных водонагревательных устройств.

РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе

Перспективные топливные балансы источников тепловой энергии г. Нефтеюганска приведены в Главе 10 «Перспективные топливные балансы» обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

В таблице 32 представлены перспективные топливные балансы источников централизованного теплоснабжения на период актуализации Схемы теплоснабжения.

Основным топливом котельных на перспективу принят природный газ. Нормативные запасы топлива приведены в таблице 33. Сжигание резервного/аварийного топлива в нормальном эксплуатационном режиме не предусматривается.

Прогнозное потребление природного газа (в условных единицах) на источниках централизованного теплоснабжения города представлено на рисунке 10.



Рисунок 10 – Прогнозное потребление топлива источниками теплоснабжения г. Нефтеюганска

Мероприятия по модернизации источников тепловой энергии, теплосетевого комплекса позволят сократить расходы условного топлива по городу в целом.

Таблица 32 – Перспективные топливные балансы котельных

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Центральная котельная №1 АО "ЮТТС"																
Перспективный топливно-энергетический баланс																
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в зимний период	Гкал/ч	200,57	199,24	208,01	221,99	246,55	296,64	301,30	309,67	311,42	311,42	311,42	312,98	312,98	312,98	312,98
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в летний период	Гкал/ч	17,85	17,67	19,56	21,11	25,36	26,80	27,07	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в переходный период	Гкал/ч	61,70	61,25	64,79	69,32	78,44	91,56	92,88	94,98	95,40	95,40	95,40	95,77	95,77	95,77	95,77
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	746,92	741,99	753,23	795,62	867,59	1094,32	1161,61	1187,61	1215,67	1221,05	1221,05	1223,26	1228,07	1228,07	1228,07
Собственные нужды	тыс. Гкал	20,68	20,55	21,46	22,90	25,43	30,60	31,08	31,94	32,12	32,12	32,12	32,28	32,28	32,28	32,28
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	726,24	721,44	731,78	772,72	842,16	1063,72	1130,53	1155,67	1183,55	1188,92	1188,92	1190,98	1195,78	1195,78	1195,78
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	118,39	117,61	119,39	126,11	137,51	173,45	184,11	188,24	192,68	193,54	193,54	193,89	194,65	194,65	194,65
Расход натурального топлива	тыс. м ³	101,23	100,56	102,09	107,83	117,59	148,32	157,44	160,96	164,76	165,49	165,49	165,79	166,44	166,44	166,44
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	163,01	163,02	163,15	163,20	163,29	163,06	162,86	162,88	162,80	162,78	162,78	162,80	162,78	162,78	162,78
Расходы топлива по временам года																
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	кг _{у.т} /ч	31790,64	31580,14	32969,59	35185,67	39077,44	47016,81	47756,69	49082,73	49360,10	49360,10	49360,10	49607,52	49607,52	49607,52	49607,52
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	кг _{у.т} /ч	2829,37	2800,57	3100,42	3346,04	4018,79	4248,08	4290,06	4307,81	4307,81	4307,81	4307,81	4307,81	4307,81	4307,81	4307,81

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	кг _{у.т} /ч	9780,07	9707,67	10269,02	10987,55	12432,86	14512,57	14722,05	15053,79	15120,36	15120,36	15120,36	15179,74	15179,74	15179,74	15179,74
Центральная котельная №2 АО "ЮТТС"																
Перспективный топливно-энергетический баланс																
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в зимний период	Гкал/ч	75,39	75,39	79,27	89,18	93,63	75,80	79,30	82,19	82,48	85,36	85,36	85,36	85,36	85,36	85,36
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в летний период	Гкал/ч	6,71	6,71	7,14	7,59	8,01	8,45	8,66	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в переходный период	Гкал/ч	23,19	23,19	24,45	27,17	28,55	24,61	25,61	26,37	26,44	27,13	27,13	27,13	27,13	27,13	27,13
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	363,29	363,29	370,25	403,12	449,96	363,32	371,85	390,32	401,91	408,31	419,47	419,47	419,47	419,47	419,47
Собственные нужды	тыс. Гкал	13,18	13,18	13,86	15,60	16,37	13,26	13,87	14,37	14,42	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	350,11	350,11	356,39	387,53	433,59	350,06	357,98	375,95	387,48	393,38	404,54	404,54	404,54	404,54	404,54
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	57,58	57,58	58,68	63,90	71,32	57,59	58,94	61,87	63,70	64,72	66,49	66,49	66,49	66,49	66,49
Расход натурального топлива	тыс. м ³	48,15	48,15	49,07	53,43	59,63	48,15	49,28	51,73	53,26	54,11	55,59	55,59	55,59	55,59	55,59
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	164,47	164,47	164,67	164,88	164,49	164,50	164,64	164,56	164,40	164,51	164,35	164,35	164,35	164,35	164,35
Расходы топлива по временам года																
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	кг _{у.т} /ч	11949,12	11949,12	12564,47	14135,42	14839,67	12014,27	12569,34	13027,24	13073,21	13529,69	13529,69	13529,69	13529,69	13529,69	13529,69
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	кг _{у.т} /ч	1063,47	1063,47	1131,15	1202,42	1268,82	1339,52	1371,85	1384,85	1384,85	1384,85	1384,85	1384,85	1384,85	1384,85	1384,85

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	кг _{у.т} /ч	3676,03	3676,03	3875,15	4306,34	4525,83	3901,46	4059,25	4179,03	4190,06	4299,61	4299,61	4299,61	4299,61	4299,61	4299,61
Котельная СУ-62 АО "ЮТТС"																
Перспективный топливно-энергетический баланс																
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в зимний период	Гкал/ч	1,67	1,67	1,67	1,44	1,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в летний период	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в переходный период	Гкал/ч	0,40	0,40	0,40	0,35	0,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	8,98	8,98	8,98	7,75	7,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,29	0,28	0,28	0,25	0,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	8,70	8,69	8,69	7,51	7,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	1,44	1,44	1,44	1,24	1,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход натурального топлива	тыс. м ³	1,23	1,23	1,23	1,06	1,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	160,40	160,40	160,40	160,40	160,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	165,66	165,65	165,65	165,65	165,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расходы топлива по временам года																
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в зимний период	кг _{у.т} /ч	267,37	267,37	267,37	230,99	230,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	кг _{у.т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	кг _{у.т} /ч	64,17	64,17	64,17	55,44	55,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная Юго-Западная ООО «РН-Юганскнефтегаз»																
Перспективный топливно-энергетический баланс																
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в зимний период	Гкал/ч	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в летний период	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей в переходный период	Гкал/ч	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	52,71	47,62	43,57	43,57	43,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	тыс. Гкал	1,16	1,10	1,05	1,05	1,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	51,55	46,52	42,52	42,52	42,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	8,36	7,36	6,77	6,77	6,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход натурального топлива	тыс. м ³	7,25	6,40	5,78	5,78	5,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	158,54	154,56	155,44	155,44	155,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
УРУТ на отпуск в сеть	кг _{у.т} /Гкал	162,11	158,22	159,28	159,28	159,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расходы топлива по временам года																
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку	кг _{у.т} /ч	1969,04	1919,62	1930,60	1930,60	1930,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
тепловой энергии в зимний период																
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в летний период	кг _{у.т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии в переходный период	кг _{у.т} /ч	483,22	471,61	474,78	474,78	474,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 33 –ОНЗТ для источников тепловой энергии

Вид топлива	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ), тонн	в том числе	
		неснижаемый запас аварийного топлива (ННЗТ), тонн	эксплуатационный запас (НЭЗТ), тонн
2019 г.			
дизельное топливо, в т.ч.:	2 170,0	2 170,0	0
ЦК-1	1 285,0	1 285,0	0
ЦК-2	871,0	871,0	0
Котельная СУ-62	14,0	14,0	0
2023 г.			
дизельное топливо, в т.ч.:	2 734,2	2 734,2	0
ЦК-1	1 604,1	1 604,1	0
ЦК-2	1 118,1	1 118,1	0
Котельная СУ-62	12,0	12,0	-
2028 г.			
дизельное топливо, в т.ч.:	3 087,4	3 087,4	0
ЦК-1	2 070,1	2 070,1	0
ЦК-2	1 004,6	1 004,6	0
Котельная СУ-62	-	-	-
2033 г.			
дизельное топливо, в т.ч.:	3 087,4	3 087,4	0
ЦК-1	2 082,9	2 082,9	0
ЦК-2	1 004,6	1 004,6	0
Котельная СУ-62	-	-	-

8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии

Основным топливом для котельных является газ, добыча которого производится в Ханты-Мансийском автономном округе. Ввиду того, что котельные используют в течение года в разной доле сухой отбензиненный и попутный газ, среднемесячные показатели газа изменяются на протяжении года.

Компонентный состав и теплота сгорания сухого отбензиненного газа из отвода магистрального газопровода «Правдинское месторождение – Сургутская ГРЭС», поставляемого ООО «Газпром межрегионгаз Север» меняется незначительно в течение года имеет калорийность порядка 8252,6 ккал/нм³. Наладка котлов на котельных АО «ЮТТС» производится на данный газ.

Среднегодовое значение теплоты сгорания газа, поставляемого ООО «РН-Юганскнефтегаз» составляет 8064 ккал/ нм³.

Источники тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии на территории г. Нефтеюганска отсутствуют.

8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом топлива котельных является природный газ – используется сухой отбензиненный газ (70% от общего объема газопотребления города) и попутный нефтяной газ (30% от общего объема газопотребления города).

В качестве аварийного вида топлива на источниках используется дизельное топливо. Характеристика используемых топлив представлена в паспортах качества, которые приведены на рисунках 11 – 12.

Центральная базовая лаборатория
физико-химических анализов УВСИНГ
ПАО «Сургутнефтегаз»
626415, Россия, Тюменская область,
Ханты-Мансийский Автономный округ,
г. Сургут, Западный промрайон,
Газораспределительная станция,
производственно-диспетчерский корпус
с химлабораторией (Литер А)

На 2 листах, лист 1

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА №05-04/20-ГРС от 15.04.2020
Газ горючий природный, ГОСТ 5542-2014

Дата (период) поставки: 15 марта 2020 г. - 14 апреля 2020 г.
Дата (период) отбора проб: 15 марта 2020 г. - 14 апреля 2020 г.
Отбор проб произведен: ЦБЛФХА УВСИНГ
Место отбора проб газа: точка №4-1, выход ГРС «СНГ» на нужды ООО «Газпром межрегионгаз Север»
Дата (период) проведения измерений: 15 марта 2020 г. - 14 апреля 2020 г.

Наименование показателя	Метод измерения	Единица измерения	Норма	Результат измерения	Примечание	
Компонентный состав, молярная доля	ГОСТ 31371.7-2008 метод Б	%	не нормируется		Отбор проб по ГОСТ 31370-2008, приложение D	
Метан ^(по разности)				96,8010		
Этан				1,1441		
Пропан				0,5090		
Изобутан				0,0175		
н-Бутан				0,0139		
Изопентан				0,0008		
н-Пентан				0,0007		
Гексаны (С ₆ -высшие)				0,0003		
Азот (индивидуально)				0,8682		
Гелий				0,0100		
Водород				0,0012		
Кислород				не более 0,0500		0,0082
Диоксид углерода				не более 2,5000		0,6251
Плотность при 293,15 К и 101,325 кПа (расчетный показатель)	ГОСТ 31369-2008	кг/м ³	не нормируется	0,6931		
Нижшая объемная теплота сгорания при 293,15 К и 101,325 кПа (расчетный показатель)	ГОСТ 31369-2008	ккал/м ³	не менее 7600,000	8004,964		
		МДж/м ³	не менее 31,80	33,52		
Область значений числа Воббе (высшего) при 293,15 К и 101,325 кПа (расчетный показатель)	ГОСТ 31369-2008	ккал/м ³	от 9840 до 13020	11708		
		МДж/м ³	от 41,20 до 54,50	49,02		
Массовая концентрация сероводорода	ГОСТ 22387.2-2014, раздел 9	г/м ³	не более 0,0200	0,0025	-	
Массовая концентрация меркаптановой серы	ГОСТ 22387.2-2014, раздел 11	г/м ³	не более 0,036	менее 0,001	-	
Массовая концентрация механических примесей	ГОСТ 22387.4-77	г/м ³	не более 0,001	отсутствуют	-	
Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	ГОСТ Р 53763-2009 п.10.1.2, Руководство по монтажу и эксплуатации на портативный влагомер РМ880	°С	ниже температуры ГГП в точке отбора пробы	минус 29,1	-	
Температура ГГП	-	°С	не нормируется	8,2	-	
Давление ГГП	-	МПа	не нормируется	1,30	-	

Рисунок 11 –Паспорт качества топлива, используемого на котельных АО «ЮТТС»

ООО «Газпромпереработка»
194044, город Санкт-Петербург
улица Батумская, дом 6, корпус 1 стр.1, офис 901
Земля Завод по производству синтетического жидкого топлива В.С. Чернышевского (Сургутского ЗСК)
Томская область, Ленинский район, поселок городского типа Юрга, Сургутский район

Информационная система менеджмента
ISO 9001:2015 сертификат №101900 до 19.03.2020
ISO 14001:2015 сертификат №013750 до 19.03.2020
ISO 50001:2011 сертификат №000430 до 19.03.2020
ОНСАБ 18091:2007 сертификат № 17.2015028 до 03.12.2020

АФ/ЛПК ЦЗЛ ф.1



ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ № 10-000936-19-ДТУ
ТОПЛИВО ДИЗЕЛЬНОЕ по ТУ 0251-083-00151638-2011 класс 5, вид 4 (ДТ-А-К5)
ТР ТС 013/2011
Декларация о соответствии: ЕАЭС № RU Д-РУ.НХ10.В.02643 по 01.03.2023
Сертификат соответствия № РОСС RU.БЦ01.Н00680 по 20.02.2022 г.
Код ОКПД 19.20.21.335

Дата отбора: 17.10.2019

Дата изготовления продукта: 17.10.2019

Дата проведения испытаний: 17.10.2019

Наличие присадок: петаногеннощелочная смазывающая

Партия продукции № 642

Место отбора: РП ОППРВС-4

Цистерны:

75095638, 53873246, 54663448, 51164734, 50370659, 51224269, 50585785, 57687493, 50334531, 51977171

Наименование показателя	Метод испытаний	Норма по нормативному документу		Результат испытаний
		ТУ 0251-083-00151638-2011	ТР ТС 013/2011	
1. Цетановое число, для зимнего и арктического дизельного топлива	ГОСТ 3122	не менее 47	не менее 47	48
2. Цетановый индекс	ISO 4264	не менее 40	-	45
3. Фракционный состав: до температуры 180 °С, % (по объёму) до температуры 360 °С, % (по объёму) 95 % объёмных перегоняется при температуре, °С	ГОСТ ISO 3405 (автоматический метод)	не более 25 не менее 95 -	- - не выше 360	22,5 98,2 315,1
4. Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	ГОСТ 33	1,20-4,00	-	1,726
5. Температура помутнения, °С	ГОСТ 3066 (Метод Б)	не выше минус 34	-	минус 39
6. Преломная температура флуоресценции, дизельного топлива арктического, °С	ГОСТ 22254	не выше минус 44	не выше минус 38	минус 46
7. Плотность при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069	800-840	-	815,3
8. Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ EN 12916	не более 8	не более 8	2,7
9. Массовая доля серы, мг/кг	ГОСТ ISO 20884	не более 10	не более 10	менее 5,0
10. Температура вспышки, в закрытом тигле для зимнего и арктического дизельного топлива, °С	ГОСТ 6336	не ниже 30	не ниже 30	33
11. Коксуемость 10% остатка разгонки, % (по массе)	ГОСТ 32392	не более 0,3	-	0,01
12. Золинность, % (по массе)	ГОСТ 1461	не более 0,01	-	отсутствие
13. Содержание воды, мг/кг	ISO 12937	не более 200	-	менее 30
14. Общее загрязнение, мг/кг	EN 12662	не более 24	-	менее 12
15. Коррозия медной пластинки (3ч при 50°С)	ГОСТ 6321	Выдерживает Класс 1	-	класс 1
16. Окислительная стабильность: общее количество осадка, мг/100 мл	ГОСТ Р EN ISO 12205	не более 25	-	1
17. Смазывающая способность, мкм	ГОСТ ISO 12156-1	не более 460	не более 460	394

Продукция соответствует:
- ТР ТС 013/2011, Декларация о соответствии Таможенного союза "О требованиях к качеству топлива к зимнему, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и авиационному" (в редакции от 2 декабря 2015 года)
- ТУ 0251-083-00151638-2011 "Жидкое дизельное Сургутского ЗСК. Технические условия" (с изменениями № 1, 2, 3)

Лаборатория химического анализа ЛПК ЦЗЛ
На основании документа № 173/1816 от 11.05.2018

Делидович Г. А.

Начальник ЛПК
на основании протокола № 160/17 от 30.10.2018

Белоусова Ю. С.

Дата выдачи паспорта качества продукции 18.10.2019 16:45



Рисунок 12 – Паспорт качества дизельного топлива

8.4. Преобладающий в городе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в Нефтеюганске

На территории Нефтеюганска преобладающими видами топлива являются природный газ и дизельное топливо (аварийное).

8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса города Нефтеюганска

Изменение, используемого на существующих источниках теплоснабжения г. Нефтеюганска топлива, не предполагается. Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника (на рассматриваемую в схеме теплоснабжения перспективу) представлен в п.8.1, а также при разработке мастер плана развития системы теплоснабжения муниципального образования.

РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

В результате оценки совокупности названных предложений сформированы предложения по источникам финансирования, обеспечивающих необходимые потребности.

При актуализации следует учитывать положения пункта 13 «Требований к схемам теплоснабжения». Предложения по инвестированию средств в существующие объекты или инвестиции, предполагаемые для осуществления определенными организациями, утверждаются в схеме теплоснабжения только при наличии согласия лиц, владеющих на праве собственности или ином законном праве данными объектами, или соответствующих организаций на реализацию инвестиционных проектов.

Обосновывающие материалы по прогнозу инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение приведены в Главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

Поскольку в различных системах теплоснабжения потребность в инвестициях различна, то, с учетом ограничений п. 13 «Требований к схемам теплоснабжения» формировать предложения по величинам инвестиций, по источникам и величине необходимого финансирования следует с учетом деления по системам теплоснабжения или по зонам деятельности Единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), определяемых в схеме теплоснабжения в соответствии с требованиями «Правил организации теплоснабжения» (ПП РФ от 08.08.2012 №808).

Предложения по определению зон деятельности ЕТО и определению ЕТО в каждой зоне приведены в Главе 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития Схемы теплоснабжения г. Нефтеюганска определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению (или) модернизации.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7: «Мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Оценка стоимости капитальных вложений в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии выполнена на основании предоставленных заводами-изготовителями данных об ориентировочной стоимости основного и вспомогательного оборудования.

В мероприятия по строительству, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии входят 7 групп проектов, в том числе:

1. Группа проектов 11 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
2. Группа проектов 12 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;
3. Группа проектов 13 – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;
4. Группа проектов 14 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
5. Группа проектов 15 - мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;

6. Группа проектов 16 - мероприятия по реконструкции действующих котельных в связи с физическим износом оборудования;

7. Группа проектов 17 - мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии для обеспечения существующих потребителей;

Подробно состав мероприятий по источникам теплоснабжения представлен в Главах 5 и 7 Обосновывающих материалов, а величина затрат на реализацию данных мероприятий представлена в таблице 34.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии без учета НДС составляет 325,99 млн. руб.

Таблица 34 - Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии, без учета НДС

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб.														
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2020-2033
1	Аварийный источник электроснабжения 2254 кВт ЦК-1	Амортизационные отчисления	0,0	56,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	56,2
2	Аварийный источник электроснабжения 2254 кВт ЦК-1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	56,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	56,2
3	Автоматизация технологических процессов регулирования и безопасности при работе основного и вспомогательного оборудования ЦК-1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	16,4	16,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,9
4	Автоматизация технологических процессов регулирования и безопасности при работе основного и вспомогательного оборудования ЦК-2	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	16,1	16,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,3
5	Модернизация котла ПТВМ-30М №1 ЦК №1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0
6	Модернизация котла ПТВМ-30М №2 ЦК №1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3
7	Модернизация котла ПТВМ-30М №3 ЦК №1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3
8	Модернизация котла КВГМ-100 №1 ЦК №1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6
9	Модернизация котла КВГМ-100 №2 ЦК №1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6
10	Модернизация котла КВГМ-100 №3 ЦК №1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	0,0	17,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,2
11	Модернизация котла КВГМ-100 №4 ЦК №1	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	0,0	17,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,2

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб.														
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2020-2033
12	Модернизация котла ПТВМ-30М №1 ЦК №2	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3
13	Модернизация котла ПТВМ-30М №2 ЦК №2	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2
14	Модернизация котла ПТВМ-30М №3 ЦК №2	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5
15	Модернизация котла ПТВМ-30М №4 ЦК №2	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1
16	Модернизация котла ПТВМ-30М №5 ЦК №2	Амортизационные отчисления	0,0	0,0	0,0	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2
	Итого по АО «ЮГТС»		0,0	56,2	65,7	126,8	77,2	0,0	325,99								

9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 8 «Мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.:

Все затраты, реализация которых намечена на период 2019-2033 гг., рассчитаны в ценах соответствующих лет с использованием прогнозных индексов удорожания материалов, работ и оборудования в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

В мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них входят 8 групп проектов, в том числе:

1. Группа проектов 1 – Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);
2. Группа проектов 2 – Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;
3. Группа проектов 3 – Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
4. Группа проектов 4 - Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;
5. Группа проектов 5 - Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;
6. Группа проектов 6 – Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
7. Группа проектов 7 - Строительство или реконструкция насосных станций;

8. Группа проектов 8 - Строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для организации закрытой схемы ГВС.

Расчет капитальных вложений в мероприятия на тепловых сетях приведен в Главе 12 Обосновывающих материалов; а величина затрат на реализацию данных мероприятий представлены таблице 35.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них без учета НДС составляет 1944,7 млн. руб.

Таблица 35 - Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, без учета НДС

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб.														
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2020-2033
АО "ЮТТС"																	
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	Плата за подключение	25,13	54,09	69,44	58,65	53,99	37,87	31,74	6,23	0	0	0	0	0	0	337,13
2	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	Плата за подключение	0	209,7	236,77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	446,47
3	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	Инвестиционная составляющая в тарифе	0	0	0	5,50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,50
4	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0	0	0	0	0	128,17	102,81	109,32	5,95	152,23	175,8	77,89	200,31	203,13	1155,6
Итого по АО «ЮТТС»			25,13	263,79	306,21	64,15	53,99	166,04	134,55	115,55	5,95	152,23	175,8	77,89	200,31	203,13	1944,70

9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения

Мероприятия по изменению температурного графика и гидравлических режимов работы системы теплоснабжения Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе

Расчеты перевода потребителей на закрытую схему ГВС показали, что наиболее выгодный вариант с точки зрения капитальных вложений – вариант №1а – установка теплообменного оборудования горячего водоснабжения непосредственно у потребителей рядом с вводом тепловой сети в здание. Это наименее затратный вариант: 2346,77 млн рублей против 2630,63 млн. рублей (вариант 1б), 3919,73 млн. рублей (вариант 2), 4912,33 млн. рублей (вариант 3).

В настоящее время, окончательное решение о способе перехода на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) потребителей города Нефтеюганска, не принято.

9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2019-2033 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные

затраты необходимы для повышения надежности работы энергосистемы, теплоснабжения потребителей тепловой энергией, так как ухудшение состояния оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту. Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других потребителей. Также необходимо отметить тот факт, что дальнейшая эксплуатация некоторых тепловых магистралей, согласно экспертным заключениям комиссий, невозможна.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;
- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры поселения, в том числе социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;

- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППП (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

Объемы и источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению на весь период актуализации схемы теплоснабжения более полно рассмотрен в Главе 12 Обосновывающих материалов.

9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации

Сведения о величине фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации отсутствуют.

РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)

10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)

Определение единой теплоснабжающей организации г. Нефтеюганска приведено в Главе 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019 – 2033 гг.

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении» (далее – ФЗ-190).

В соответствии со ст. 2 ФЗ-190 единая теплоснабжающая организация (далее ЕТО) определяется в схеме теплоснабжения. В отношении городов с численностью населения 500 тысяч человек и более статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением Федерального органа исполнительной власти (Министерство энергетики РФ) при утверждении схемы теплоснабжения.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены в Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (далее – ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г.).

Порядок определения ЕТО

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории городского округа организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3-х рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (далее - официальный сайт).

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с пунктами 7 - 10 ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г.

Критерии определения ЕТО

Критериями определения единой теплоснабжающей организации, согласно п. 7 ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г., являются:

- 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 действия ЕТО;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая

имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Обязанности ЕТО

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности, в соответствии с п. 12 ПП РФ от 08.08.2012 № 808, 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.

Внесение изменений в зоны деятельности ЕТО

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 установлены ПП РФ от 08.08.2012 № 808 и 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 ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

Согласно п. 4 ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808 в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой

теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Нефтеюганска, представлен в таблице 36.

Таблица 36 - Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Нефтеюганска

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
001	ЦК-1 ЦК-2	АО «Югансктранстеплосервис»	АО «Югансктранстеплосервис»	АО «Югансктранстеплосервис»
002	Котельная Юго-Западная	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	ООО «РН-Юганскнефтегаз»
003	Котельная СУ-62	АО «Югансктранстеплосервис»	АО «Югансктранстеплосервис»	АО «Югансктранстеплосервис»

10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

Предложения по присвоению статуса ЕТО

Зона деятельности ЕТО № 001

В зону деятельности ЕТО № 001 входит система централизованного теплоснабжения, образованная на базе котельных ЦК-1 и ЦК-2, технологически связанных между собой.

Тепловыми сетями и источниками тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО владеет на основании права аренды АО «Югансктранстеплосервис».

В соответствии с требованиями Правил организации теплоснабжения принято решение в зоне деятельности ЕТО № 001 присвоить статус ЕТО АО «Югансктранстеплосервис» как единственной организации, владеющей на основании права аренды источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО.

Зона деятельности ЕТО № 002

В зону деятельности ЕТО № 002 входит одна изолированная система теплоснабжения, образованная на базе котельной Юго-Западная.

Тепловыми сетями и источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО владеет на основании права собственности ООО «РН-Юганскнефтегаз».

В соответствии с требованиями Правил организации теплоснабжения принято решение в зоне деятельности ЕТО № 002 присвоить статус ЕТО ООО «РН-Юганскнефтегаз» как единственной организации, владеющей на основании права собственности источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО.

Зона деятельности ЕТО № 003

В зону деятельности ЕТО № 003 входит одна изолированная система теплоснабжения, образованная на базе котельной СУ-62.

Тепловыми сетями и источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО владеет на основании права аренды АО «Югансктранстеплосервис».

В соответствии с требованиями Правил организации теплоснабжения принято решение в зоне деятельности ЕТО № 003 присвоить статус ЕТО АО «Югансктранстеплосервис» как единственной организации, владеющей на основании права аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО.

Предложения по присвоению статуса ЕТО

Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808, представлено в таблице 37.

Детальное обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808, приведено в Главе 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019 – 2033 гг.

Согласно п. 4 Правил организации теплоснабжения целесообразно определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию и в группе зон деятельности ЕТО №№ 001 и 003 назначить ЕТО АО «Югансктранстеплосервис».

Таблица 37 – Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период	Организация, предлагаемая в качестве ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО
001	ЦК-1 ЦК-2	АО «Югансктранстеплосервис»	АО «Югансктранстеплосервис»	Владение на основании права аренды источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО
002	Котельная Юго-Западная	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Владение на основании права собственности источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО
003	Котельная СУ-62	АО «Югансктранстеплосервис»	АО «Югансктранстеплосервис»	Владение на основании права аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне деятельности ЕТО

10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

На момент актуализации Схемы теплоснабжения г. Нефтеюганска заявки от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступало.

10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах Нефтеюганска

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Нефтеюганска, представлен в таблице 38.

Таблица 38 - Реестр систем теплоснабжения города Нефтеюганска

Наименование источников, на базе которых образована система теплоснабжения	Система теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей организации
ЦК-1	Микрорайоны: 1,2, 2А, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 11А, 11Б, 12, 13, 14, 15, 16, 16А, 17 (Мостоотряд); центральная часть промзоны	АО «Югансктранстеплосервис»
ЦК-2	Микрорайоны: 7, 8, 8А, 9, 9А, 10, 10А, 11, 11А, 12, 13; северная часть промзоны	
Котельная СУ-62	Микрорайон СУ-62	
Котельная Юго-Западная	Производственные и административные объекты ряда юридических лиц	ООО «РН-Юганскнефтегаз»

РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Схемой теплоснабжения предусмотрено перераспределение нагрузок между существующими источниками, в частности предполагается:

Переключение потребителей котельной Юго-Западная на котельную ЦК-1 в связи с низкой эффективностью теплоснабжения от котельной Юго-Западная. Переключение позволит отказаться эксплуатации котельной Юго-Западная. Переключаемая нагрузка составит 12,42 Гкал/ч.

Переключение потребителей котельной СУ-62 на котельную ЦК-1 в связи с низкой эффективностью теплоснабжения от котельной СУ-62. Переключаемая нагрузка составит 0,55 Гкал/ч.

Переключение потребителей котельной ЦК-2 на котельную ЦК-1 суммарной нагрузкой 25 Гкал/ч. Переключение позволит высвободить мощности котельной ЦК-2 для подключения перспективных потребителей.

Таблица 39 - График реализации перераспределения тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Зона теплоснабжения (источник)	2024 год
Котельная Юго-Западная	Переключение потребителей на котельную ЦК-1 – 12,42 Гкал/ч;
Котельная СУ-62	Переключение потребителей на котельную ЦК-1 – 0,55 Гкал/ч;
ЦК-2	Переключение потребителей на котельную ЦК-1 – 25,0 Гкал/ч;

РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей представлен в Главе 1 Обосновывающих материалов «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» к схеме теплоснабжения г. Нефтеюганска на период 2019-2033 гг.

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных тепловых сетей в случае их выявления, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

В случае выявления тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации орган местного самоуправления городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Перечень бесхозных тепловых сетей на территории города Нефтеюганск представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Перечень бесхозных тепловых сетей на территории г. Нефтеюганск

№ п/п	Наименование и характеристика	Местонахождение	Распоряжение администрации города
1	Сети теплоснабжения	город Нефтеюганск, мкр.17-й, д.3, корп.1	№44-р от 18.02.2020 г.
2	Участок сети теплоснабжения DN500	город Нефтеюганск, по ул.Сургутская от МК-Юг-Зап. до МК-ЮЗ-1	№122-р от 13.05.2020г.
3	Сети теплоснабжения протяженностью 51 м	город Нефтеюганск, мкр.11Б, 10	№221-р от 08.08.2019г.
4	Тепловая сеть по ул.Строителей от камеры У-239 до камеры ТК-БНАвт. протяженностью 175 м	город Нефтеюганск, по ул. Строителей от камеры У-239 до камеры ТК-БНАвт.	№221-р от 08.08.2019г.
5	Тепловая сеть от У-МП до У-239 по улице Мира протяженностью 176,9 м	город Нефтеюганск, от У-МП до У-239 по улице Мира	№221-р от 08.08.2019г.
6	Сети теплоснабжения в двух трубном исчислении от МК2а-БК – МК12-БК к тепловым камерам до зданий больничного комплекса (строения 8, 9, 9/2, 10 корпус 1, 10 корпус 2, 10/1, 11,11/1, 11/2, 11/3, 11/4, 12, 13, 13/2, 14 корпус 1, 14 корпус 2, 16) в количестве 17 штук	Город Нефтеюганск, 7 микрорайон	№168-р от 09.06.2018г.

РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ НЕФТЕЮГАНСКА

13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии

Основным документом, который регламентирует планы по развитию газификации Ханты-Мансийского автономного округа – Югры является Постановление Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 22 февраля 2019 г. №96-рп «О региональной программе газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ханты-Мансийского округа – Югры на 2020-2024 гг.».

13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

В настоящее время на котельных АО «ЮТТС» и ООО «РН-Юганскнефтегаз» используется сухой отбензиненный и попутный нефтяной газ.

Проблемы организации газоснабжения источников тепловой энергии в г.Нефтеюганске отсутствуют.

13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

На период актуализации схемы теплоснабжения предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций отсутствуют.

13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

Планов (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов на территории г. Нефтеюганска не предусмотрено.

13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии

Мероприятий по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии данной Схемой не предполагается.

13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Нефтеюганска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения

Существующая система водоснабжения/водоотведения полностью соответствует предъявляемым ей требованиям, не исчерпала свой эксплуатационный срок и осуществляет бесперебойную поставку воды к источникам тепловой энергии (в том числе функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и

тепловой энергии) согласно вышеуказанным аспектам планирование новых решений водоснабжения/водоотведения существующих источников не требуется.

13.7. Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) схемы водоснабжения Нефтеюганска для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Согласно пункту 13.6. предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения отсутствуют.

**РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НЕФТЕЮГАНСКА**

Индикаторы развития систем теплоснабжения города Нефтеюганска приведены в таблицах 41-44.

Таблица 41 –Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ЦК-1

Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	163,0	163,0	163,1	163,2	163,3	163,1	162,9	162,9	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	3,597	3,574	3,666	4,049	4,764	6,302	8,206	8,545	8,925	8,999	8,999	9,027	9,094	9,094	9,094
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,181	0,180	0,182	0,193	0,210	0,265	0,281	0,288	0,295	0,296	0,296	0,296	0,298	0,298	0,298
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	89,55	90,15	86,35	80,91	72,85	60,55	59,61	58,00	57,68	57,68	57,68	57,39	57,39	57,39	57,39
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа,	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
города федерального значения)																
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	12,76	13,66	14,56	15,56	16,56	17,56	16,56	16,70	16,84	16,99	17,13	17,27	17,41	17,55	17,69
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,84%	1,84%	1,84%	1,84%	1,84%	1,84%	1,84%	1,84%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	53,1%	46,9%	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 42 –Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ЦК-2

Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	164,5	164,5	164,7	164,9	164,5	164,5	164,6	164,6	164,4	164,5	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	5,597	5,597	5,787	6,765	8,283	5,662	5,834	6,382	6,744	6,935	7,297	7,297	7,297	7,297	7,297
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,240	0,240	0,243	0,261	0,288	0,239	0,244	0,255	0,261	0,265	0,271	0,271	0,271	0,271	0,271
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	112,30	112,30	106,80	94,93	90,43	111,69	106,76	103,01	102,64	99,18	99,18	99,18	99,18	99,18	99,18
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа,	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
города федерального значения)																
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	12,24	13,14	14,04	15,04	16,04	17,04	15,39	15,75	16,10	16,46	16,81	17,17	17,52	17,87	18,23
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,00%	0,0%	7,4%	7,4%	0,0%	0,0%	0,0%	1,03%	1,03%	1,03%	1,03%	1,03%	1,03%	1,03%	1,03%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	20%	80%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 43 –Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной СУ-62

Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	165,7	165,6	165,6	165,6	165,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	7,344	7,330	7,330	6,333	6,333	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,159	0,159	0,159	0,138	0,138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	144,10	144,10	144,10	166,80	166,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа,	%	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
города федерального значения)																
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 44 –Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной Юго-Западная

Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	162,1	158,2	159,3	159,3	159,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	0,938	0,837	0,821	0,821	0,821	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,121	0,110	0,099	0,099	0,099	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	689,51	689,51	689,51	689,51	689,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа,	%	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
города федерального значения)																
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	26,70	27,70	28,70	29,70	30,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения представлены п.4.2 настоящего документа. Более подробно оценка экономической эффективности инвестиций и ценовые последствия для потребителей рассмотрены в п.12.4 Главы 12 Обосновывающих материалов.

Согласно полученным результатам анализа развития систем теплоснабжения по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии;

можно сделать вывод о том, что выполнение мероприятий является целесообразным.

Относительный рост тарифа за расчетный период схемы теплоснабжения относительно 2019 года составит:

по котельным АО «ЮТТС»:

- при реализации мероприятий: 47,48 %;
- без реализации мероприятий: 51,65 %.

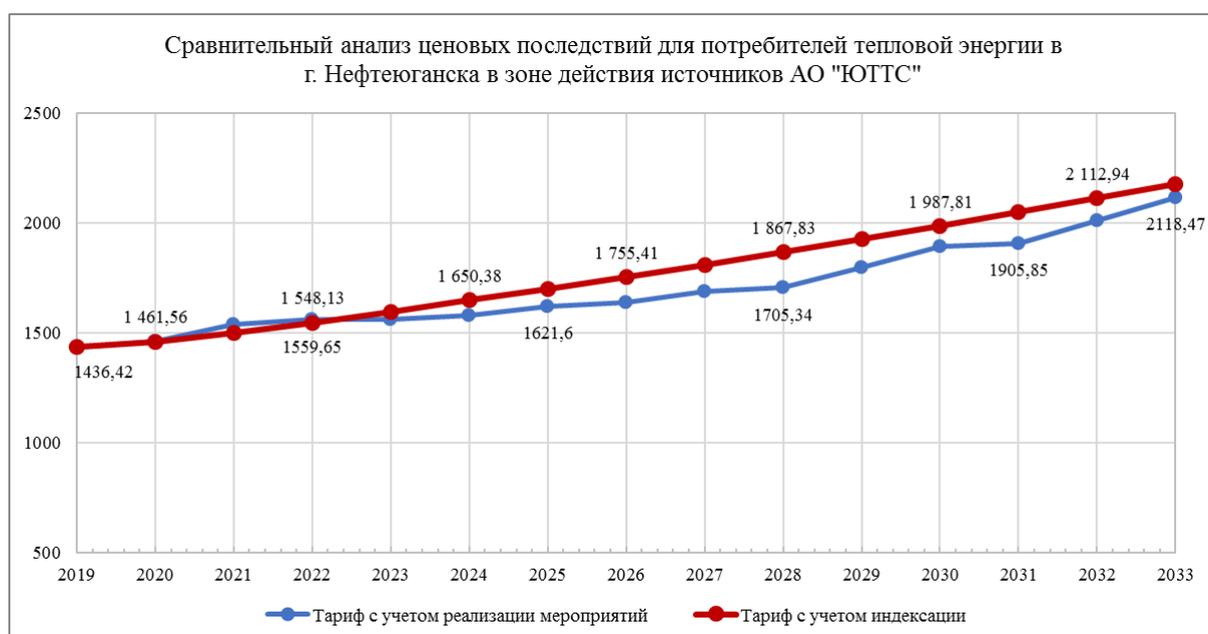


Рисунок 13 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО ЮТТС» при реализации мероприятий и без них (с учетом индексации тарифа)