



**Город Курск**

Утверждена  
Постановлением  
Администрации города Курск  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_\_

**Схема теплоснабжения  
города Курск  
на период 2022 по 2040 год**

**Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения. Глава 1**

Разработчик: ООО «Центр теплоэнергосбережений».

Юр. адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 19/1, офис 521

Факт. адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 19/1, офис 521

**Генеральный директор**

**ООО «Центр теплоэнергосбережений»**

**А.Х. Регинский**

Москва

2022

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».....	12
1.1	Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.....	12
1.1.1	Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними .....	12
1.1.2	Зоны действия производственных котельных .....	22
1.1.3	Зоны действия индивидуального теплоснабжения .....	22
1.1.4	Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период три года, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	23
1.2	Часть 2. Источники тепловой энергии.....	23
1.2.1	Структура и технические характеристики основного оборудования.....	24
1.2.2	Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки .....	45
1.2.3	Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.....	46
1.2.4	Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто .....	49
1.2.5	Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса .....	49
1.2.6	Системы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	54
1.2.7	Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.....	58
1.2.8	Среднегодовая загрузка оборудования.....	58
1.2.9	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	60
1.2.10	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	67
1.2.11	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	68
1.2.12	Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей .....	68
1.2.13	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения .....	68
1.3	Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.....	68
1.3.1	Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения .....	68

1.3.2	Карты тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.....	88
1.3.3	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	88
1.3.4	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов .....	89
1.3.5	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	89
1.3.6	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	95
1.3.7	Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	106
1.3.8	Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.....	114
1.3.9	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет .....	115
1.3.10	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	116
1.3.11	Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей .....	118
1.3.12	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	119
1.3.13	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	121
1.3.14	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	123
1.3.15	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	123
1.3.16	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	129
1.3.17	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	130
1.3.18	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	131
1.3.19	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	132
1.3.20	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	132
1.3.21	Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....	135
1.3.22	Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	139
1.4	Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	139

1.4.1	Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	139
1.5	Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	141
1.5.1	Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления .....	141
1.5.2	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии .....	146
1.5.3	Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	151
1.5.4	Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	152
1.5.5	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	153
1.5.6	Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения .....	155
1.5.7	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	157
1.5.8	Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	157
1.6	Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....	157
1.6.1	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии .....	157
1.6.2	Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии .....	166
1.6.3	Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю .....	171
1.6.4	Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения .....	172
1.6.5	Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности .....	173
1.6.6	Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	173
1.7	Часть 7. Балансы теплоносителя .....	174

1.7.1	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть .....	174
1.7.2	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения .....	180
1.7.3	Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	181
1.8	Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	181
1.8.1	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии .....	181
1.8.2	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями .....	184
1.8.3	Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки .....	189
1.8.4	Описание использования местных видов топлива .....	194
1.8.5	Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	194
1.9	Часть 9. Надежность теплоснабжения .....	194
1.9.1	Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке системы теплоснабжения .....	194
1.9.2	Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей .....	201
1.9.3	Частота отключений потребителей .....	201
1.9.4	Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений .....	201
1.9.5	Графические материалы (карты тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) .....	201
1.9.6	Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике» .....	203
1.9.7	Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении .....	204
1.9.8	Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	204

1.10	Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	205
1.10.1	Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования .....	205
1.10.2	Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	214
1.11	Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....	215
1.11.1	Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет .....	215
1.11.2	Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки системы теплоснабжения .....	221
1.11.3	Описание платы за подключение к системе теплоснабжения .....	223
1.11.4	Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей .....	224
1.11.5	Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	224
1.12	Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения .....	224
1.12.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	224
1.12.2	Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	228
1.12.3	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	230
1.12.4	Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	230
1.12.5	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	231
1.12.6	Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения .....	231

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Перечень теплоснабжающих организаций города Курска.....	12
Таблица 1.2 - Организации, занятые в сфере централизованного теплоснабжения по состоянию на 01.01.2022.....	15
Таблица 1.3 - Структура основного оборудования (котельное оборудование).....	26
Таблица 1.4 - Структура основного оборудования (пиковые водогрейные котлы).....	26
Таблица 1.5 - Структура основного оборудования (турбинное оборудование).....	27
Таблица 1.6 - Технические характеристики сетевых подогревателей ТЭЦ-1.....	29
Таблица 1.7 - Технические характеристики насосов теплофикационных установок ТЭЦ-1.....	29
Таблица 1.8 - Структура основного оборудования (котельное оборудование).....	32
Таблица 1.9 - Структура основного оборудования (водогрейные котлы).....	32
Таблица 1.10 - Структура основного оборудования (турбинное оборудование).....	33
Таблица 1.11 - Технические характеристики сетевых подогревателей ТЭЦ-4.....	33
Таблица 1.12 - Технические характеристики насосов ТЭЦ-4.....	33
Таблица 1.13 - Характеристика газовых турбин ПП «ТЭЦ СЗР».....	35
Таблица 1.14 - Характеристика турбинного оборудования ПП «ТЭЦ СЗР».....	36
Таблица 1.15 - Характеристика котла-утилизатора ПП «ТЭЦ СЗР».....	36
Таблица 1.16 - Технические характеристики водогрейных котлов.....	36
Таблица 1.17 - Технические характеристики сетевых подогревателей.....	37
Таблица 1.18 - Основные технические характеристики насосного оборудования.....	37
Таблица 1.19 - Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника комбинированной выработки.....	40
Таблица 1.20 - Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника комбинированной выработки.....	40
Таблица 1.21 - Основное оборудование на источниках тепловой энергии (котельных) теплоснабжающих организаций.....	42
Таблица 1.22 - Параметры установленной тепловой и электрической мощности теплофикационного оборудования.....	45
Таблица 1.23 - Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла.....	47
Таблица 1.24 - Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников тепла.....	49
Таблица 1.25 - Эксплуатационные показатели энергетических котлов Курской ТЭЦ-1.....	51
Таблица 1.26 - Эксплуатационные показатели паровых турбин Курской ТЭЦ-1.....	51
Таблица 1.27 - Эксплуатационные показатели энергетических котлов Курской ТЭЦ-4.....	52
Таблица 1.28 - Эксплуатационные показатели паровых турбин Курской ТЭЦ-4.....	52
Таблица 1.29 - Эксплуатационные показатели энергетических котлов Курской ПП «ТЭЦ СЗР».....	52
Таблица 1.30 - Эксплуатационные показатели газовых и паровых турбин Курской ПП «ТЭЦ СЗР».....	52
Таблица 1.31 - Эксплуатационные показатели основного оборудования ТЭЦ АО «ТЭСК».....	53
Таблица 1.32 - Схема выдачи тепла от котельных.....	57
Таблица 1.33 - Среднегодовая загрузка оборудования источников тепла.....	59
Таблица 1.34 - Средства учета энергоресурсов.....	61
Таблица 1.35 - Оборудование тепловых пунктов Курской ТЭЦ-1.....	70
Таблица 1.36 - Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций ТЭЦ-1.....	75
Таблица 1.37 - Оборудование тепловых пунктов Курской ТЭЦ-4.....	76

Таблица 1.38 - Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций ТЭЦ-4 .....	77
Таблица 1.39 - Оборудование тепловых пунктов Курской ПП «ТЭЦ СЗР» .....	78
Таблица 1.40 - Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций ПП «ТЭЦ СЗР» .....	79
Таблица 1.41 - Оборудование теплового пункта котельной ООО «ТГК» .....	80
Таблица 1.42 - Общая структура тепловых сетей от источников тепловой энергии .....	84
Таблица 1.43 - Температурные графики качественного регулирования отпуска тепла от источников тепла .....	92
Таблица 1.44 - Статистика инцидентов на тепловых сетях .....	114
Таблица 1.45 - Нормативное время восстановления тепловой сети .....	115
Таблица 1.46 - Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии .....	120
Таблица 1.47 - Фактические тепловые потери в тепловых сетях за последние три года по организациям, занятым в сфере теплоснабжения .....	121
Таблица 1.48 - Перечень бесхозяйных тепловых сетей .....	133
Таблица 1.49 - Перечень бесхозяйных тепловых сетей в зоне действия ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, «ТЭЦ СЗР» и котельной ООО «ТГК» .....	136
Таблица 1.50 - Суммарные расчетные нормативные месячные потери сетевой воды в тепловых сетях, эксплуатируемых филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация» .....	138
Таблица 1.51 - Суммарные расчетные нормативные месячные потери тепловой энергии через изоляцию в тепловых сетях, эксплуатируемых филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация» .....	138
Таблица 1.52 - Объём спроса тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления .....	144
Таблица 1.53 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2021 год .....	147
Таблица 1.54 - Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом .....	152
Таблица 1.55 - Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях .....	153
Таблица 1.56 - Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению .....	154
Таблица 1.57 - Нормативы потребления коммунальной услуги по холодному водоснабжению и горячему водоснабжению в жилых помещениях, отведению сточных вод в жилых помещениях, определенные с помощью аналогового метода, м <sup>3</sup> /чел. ....	154
Таблица 1.58 - Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения .....	155
Таблица 1.59 - Баланс тепловой мощности и договорной тепловой нагрузки источников централизованного теплоснабжения .....	159
Таблица 1.60 - Баланс тепловой мощности и фактически используемой тепловой нагрузки источников централизованного теплоснабжения .....	162
Таблица 1.61 - Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии .....	167
Таблица 1.62 - Гидравлические режимы работы водяных тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ПП «ТЭЦ СЗР» .....	172
Таблица 1.63 - Гидравлические режимы работы водяных тепловых сетей от ТЭЦ АО «ТЭСК» ..	172
Таблица 1.64 - Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети .....	178



Таблица 1.65 - Количество потребленного основного топлива (природного газа) источниками тепла .....	182
Таблица 1.66 - Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива ТЭЦ-1.....	184
Таблица 1.67 - Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива ТЭЦ-4.....	184
Таблица 1.68 - Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива ТЭЦ-СЗР.....	185
Таблица 1.69 - Длительность периода формирования объема ННЗТ .....	186
Таблица 1.70 - Неснижаемый нормативный запас резервного топлива.....	188
Таблица 1.71 - Показатели надежности системы теплоснабжения городского округа Курск.....	198
Таблица 1.72 - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (ПАО «Квадра»-«Курская генерация») .....	205
Таблица 1.73 – Стоимость покупки тепловой энергии для ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	207
Таблица 1.74 – Плата за услуги по передачи тепловой энергии по тепловым сетям ООО «Курские внешние коммунальные сети» .....	208
Таблица 1.75 - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (МУП «Гортеплосеть») .....	209
Таблица 1.76 - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (АО «ТЭСК»).....	210
Таблица 1.77 - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (ООО «ТГК»).....	211
Таблица 1.78 - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (ООО «Агропроект») .....	212
Таблица 1.79 - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (ООО «СБМ»).....	213
Таблица 1.80 - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ПАО «Квадра»-«Курская генерация» .....	216
Таблица 1.81 - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для МУП «Гортеплосеть» .....	218
Таблица 1.82 - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для АО «ТЭСК» .....	220
Таблица 1.83 - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ООО «ТГК» .....	220
Таблица 1.84 - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ГУПКО "Курскоблжилкомхоз" .....	220
Таблица 1.85 - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ООО «Агропроект».....	221
Таблица 1.86 - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ООО «СБМ» .....	221
Таблица 1.87 - Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика, установленная для филиала ПАО «Квадра» – «Курская генерация на 2022 г.....	223

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 - Зоны действия источников тепловой энергии в разделении по теплоснабжающим организациям.....	18
Рисунок 1.2 - Схема реализации тепловой энергии в городе Курске .....	20

Рисунок 1.3 - Схема договорных отношений между теплоснабжающими организациями .....	21
Рисунок 1.4 - Распределение установленной мощности источников тепла по теплоснабжающим организациям.....	24
Рисунок 1.5 - Общий вид ПП «Курская ТЭЦ-1».....	25
Рисунок 1.6 - Расчетная принципиальная тепловая схема Курской ТЭЦ-1 .....	28
Рисунок 1.7 - Схема теплофикационных установок Курской ТЭЦ-1 .....	30
Рисунок 1.8 - Общий вид ПП «Курская ТЭЦ-4».....	31
Рисунок 1.9 - Общий вид ПП «Курская ПП «ТЭЦ СЗР» .....	34
Рисунок 1.10 - Схема выдачи тепловой мощности от ПП «ТЭЦ СЗР» .....	37
Рисунок 1.11 - Общий вид ТЭЦ АО «ТЭСК».....	39
Рисунок 1.12 - Распределение установленной мощности котельных по теплоснабжающим организациям.....	42
Рисунок 1.13 - Автоматизированный индивидуальный тепловой пункт .....	81
Рисунок 1.14 - Температурный график 150/70°C со срезкой на -105°C при -9°C и – 70°C при +4°C Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР»» (действовал с 2013 по 2018 гг.).....	95
Рисунок 1.15 - Фактические среднесуточные значения температуры наружного воздуха в 2019 г. 96	
Рисунок 1.16 - Температурный график 115/70°C со срезкой 70°C при 0°C Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР» .....	97
Рисунок 1.17 - Температурный график 115/70°C со срезкой на 95°C при -14°C и 70°C при 0°C Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР» (введен в 2018 г.).....	97
Рисунок 1.18 - Температурный график 150/70°C со срезкой на 105°C при -1°C и 65°C при +4,72°C Курской ТЭЦ-4 (действовал с 2013 по 2018 гг.).....	98
Рисунок 1.19 - Температурный график 115/70°C со срезкой 65°C при +4,72°C Курской ТЭЦ-4 .....	98
Рисунок 1.20 - Температурный график 115/70°C со срезкой на 95°C при -14°C и 65°C при +1°C Курской ТЭЦ-4 (введен в 2018 г.) .....	100
Рисунок 1.21 - Температурный график 130/70°C со срезкой на 70°C при 0°C ТЭЦ АО «ТЭСК»..	100
Рисунок 1.22 - Температурный график 150/70°C со срезкой на 65°C при +2,34°C котельной «113 кв.».....	101
Рисунок 1.23 - Температурный график 95/70°C со срезкой на 70°C при -8,2°C котельных МУП "Гортеплосеть" «ул. Литовская,95» и д/сада №7 (пр-т Ленинского Комсомола,66).....	101
Рисунок 1.24 - Температурный график 95/70°C котельных МУП "Гортеплосеть" и котельной ЛОК УВД Урочище "Солянка.....	102
Рисунок 1.25 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от Курской ТЭЦ-1 до ТК-30 .....	108
Рисунок 1.26 – Пьезометрический график работы ТЭЦ-4. Путь ТЭЦ-4-ТК33/12 .....	109
Рисунок 1.27 – Пьезометрический график работы ПП «ТЭЦ-СЗР». Путь ТЭЦ-СЗР-ТК-7/2 .....	110
Рисунок 1.28 – Пьезометрический график работы котельной ООО «ТГК». Путь котельная ООО «ТГК» - ТК-240 .....	111
Рисунок 1.29 – Пьезометрический график работы котельной 113 кв. Путь котельная 113 кв. – ТК-73.....	112
Рисунок 1.30 – Пьезометрический график работы ТЭЦ «ТЭСК». Путь ТЭЦ «ТЭСК» – ж/д Дериглазова, 17 .....	113
Рисунок 1.31 - Зависимая схема присоединения потребителей .....	123
Рисунок 1.32 - Зависимая схема с элеватором .....	124
Рисунок 1.33 - Независимая схема присоединения потребителей через ИТП .....	125

Рисунок 1.34 - Двухступенчатая смешанная схема включения теплообменников ГВС .....	126
Рисунок 1.35 - Непосредственное присоединение системы горячего водоснабжения к подающему и обратному трубопроводам .....	127
Рисунок 1.36 - Непосредственное присоединение системы горячего водоснабжения к подающему и обратному трубопроводам при независимом присоединении систем отопления.....	127
Рисунок 1.37 - Зоны действия Курской ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ПП «ТЭЦ СЗР», котельной ООО «ТГК», котельной 113 кв. и ТЭЦ АР «ТЭСК».....	140
Рисунок 1.38 - Схема размещения отопительных котельных .....	141
Рисунок 1.39 – Карта (схема) границ территории городского округа Курск.....	142
Рисунок 1.40 – Схема административного деления города.....	143
Рисунок 1.41 - Схема водоподготовки Курской ПП «ТЭЦ СЗР».....	175
Рисунок 1.42 - Физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 за январь .....	190
Рисунок 1.43 - Физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 за июль.....	190
Рисунок 1.44 - Физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 за декабрь .....	191
Рисунок 1.45 - Показатели качества дизельного топлива .....	192
Рисунок 1.46 - Паспорт качества мазута топочного .....	193
Рисунок 1.47 - Карта (схема) зон ненормативной надежности города Курска.....	203

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

## 1.1 Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

Под базовой версией схемы теплоснабжения (далее Схемы) принимается Схема теплоснабжения города Курск на период 2021 по 2035 года (актуализация на 2020 год), утвержденная Постановлением Администрации города Курска Курской области от 26 августа 2020 г. №1578 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Курск» на 2021 год».

При актуализации схемы теплоснабжения города на период до 2040 года (актуализация на 2023 год) базовым является 2021 год.

### 1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними

**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.

**Теплосетевая организация** - организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии.

В административных границах муниципального образования город Курск деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляют 9 теплоснабжающих и теплосетевых организаций. Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Курска представлен в таблице 1.1.

**Таблица 1.1** - Перечень теплоснабжающих организаций города Курска

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Вид деятельности
1	Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	305000, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д. 9	Теплоснабжающая и теплосетевая организация (выработка тепловой и электрической энергии, транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
2	МУП «Курские городские коммунальные тепловые сети» (МУП «Гортеплосеть»)	305040, г. Курск, ул. 50 лет Октября, д. 120	Теплоснабжающая и теплосетевая организация (выработка тепловой и электрической энергии, транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
3	ООО «Теплогенерирующая компания» (ООО «ТГК»)	305022, г. Курск, Агрегатная 3-я ул., д. 23а	Теплоснабжающая и теплосетевая организация (выработка тепловой энергии, транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
4	АО «Теплоэнергосбытовая компания» (АО «ТЭСК»)	305006, г. Курск ул. Домостроителей, д. 18	Теплоснабжающая и теплосетевая организация (выработка тепловой энергии, транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
5	ООО «Курские внешние коммунальные сети» (ООО «КВК»)	305005, г. Курск, пр. Вячеслава Клыкова, д. 8	Теплосетевая организация (транспортировка тепловой энергии)

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Вид деятельности
6	ГУПКО «Курскоблжилкомхоз»	305040, г. Курск ул. 50 лет Октября, 126	Теплоснабжающая и теплосетевая организация (выработка тепловой энергии, транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
7	ООО «Агропроект»	394036, Воронежская область, г. Воронеж, ул. Арсенальная, д. 3, оф. 102/1	Теплоснабжающая и теплосетевая организация (выработка тепловой энергии, транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
8	АО «Курский комбинат хлебопродуктов» (АО «КХХП»)	305025, г. Курск, проезд Магистральный, 22Г	Теплоснабжающая и теплосетевая организация (выработка тепловой энергии, транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
9	ООО «СБМ»	305000, г. Курск, ул. Дзержинского, 9А, Бизнес Центр "Континент", оф. 4А	Теплоснабжающая и теплосетевая организация (выработка тепловой энергии, транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)

Функциональная структура теплоснабжения города Курска, представляет собой разделенное между разными теплоснабжающими организациями производство тепловой энергии и транспорт ее конечному потребителю. Потребителями тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения являются потребители многоэтажной, малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, общественные здания, промышленные потребители тепловой энергии.

В настоящее время централизованное теплоснабжение потребителей городского округа Курск, производится от теплоисточников, находящихся на обслуживании восьми теплоснабжающих организаций:

- Публичное акционерное общество филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» (далее по тексту – филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация») Основным видом деятельности является производство пара и горячей воды (тепловой энергии) тепловыми электростанциями.
- Муниципальное унитарное предприятие «Курские городские коммунальные тепловые сети» (далее по тексту – МУП «Гортеплосеть»). Основным видом деятельности является передача и распределение пара и горячей воды.
- Общество с ограниченной ответственностью «Теплогенерирующая компания» (далее по тексту – ООО «ТГК»). Основным видом деятельности является производство, передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии).
- Акционерное общество «Теплоэнергосбытовая компания» (далее по тексту – АО «ТЭСК»). Одним из видов деятельности является производство, передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии).
- Государственное унитарное предприятие Курской области (далее по тексту - ГУПКО «Курскоблжилкомхоз»). Основным видом деятельности является производство, передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии).
- Общество с ограниченной ответственностью «Агропроект» (далее по тексту - ООО «Агропроект»). Основным видом деятельности является производство, передача и распределение пара и горячей воды; кондиционирование воздуха.

- Акционерное общество «Курский комбинат хлебопродуктов» (далее по тексту – АО «ККХП»). Одним из видов деятельности является производство, передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии).
- Общество с ограниченной ответственностью «СБМ» (далее по тексту ООО «СБМ»). Одним из видов деятельности является производство, передача и распределение пара и горячей воды; кондиционирование воздуха.

Основным производителем и поставщиком тепловой энергии в городском округе является энергокомпания филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация», которая осуществляет подачу тепловой энергии от ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ПП «ТЭЦ СЗР», работающих в режиме когенерации, и двух арендованных котельных в Центральном и Сеймском округах, обеспечивая теплом около 95% жителей городского округа. Суммарная зона действия энергокомпании составляет около 87% от всей системы централизованного теплоснабжения городского округа Курск.

Кроме того, в городском округе, в области централизованного теплоснабжения действуют и другие источники тепла иных организаций, входящие в зону Единой теплоснабжающей организации филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация», это котельные МУП «Гортеплосеть» и ведомственная котельная ООО «ТГК».

Обеспечение теплом потребителей п. Северный северной части Центрального округа осуществляется источником АО «ТЭСК» (ЕТО в зоне теплоснабжения северной части Центрального округа) ТЭЦ АО «ТЭСК», работающий в режиме когенерации.

Остальные теплоснабжающие организации осуществляют эксплуатацию котельных для собственных нужд, а также нужд отдельных учреждений и МКЖД.

Перечень организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения городского округа Курск по территориальным округам, с указанием объектов, принадлежащих им, приведен в таблице 1.2.

Зоны действия источников тепловой энергии в разделении по теплоснабжающим организациям представлены на рисунке 1.1.

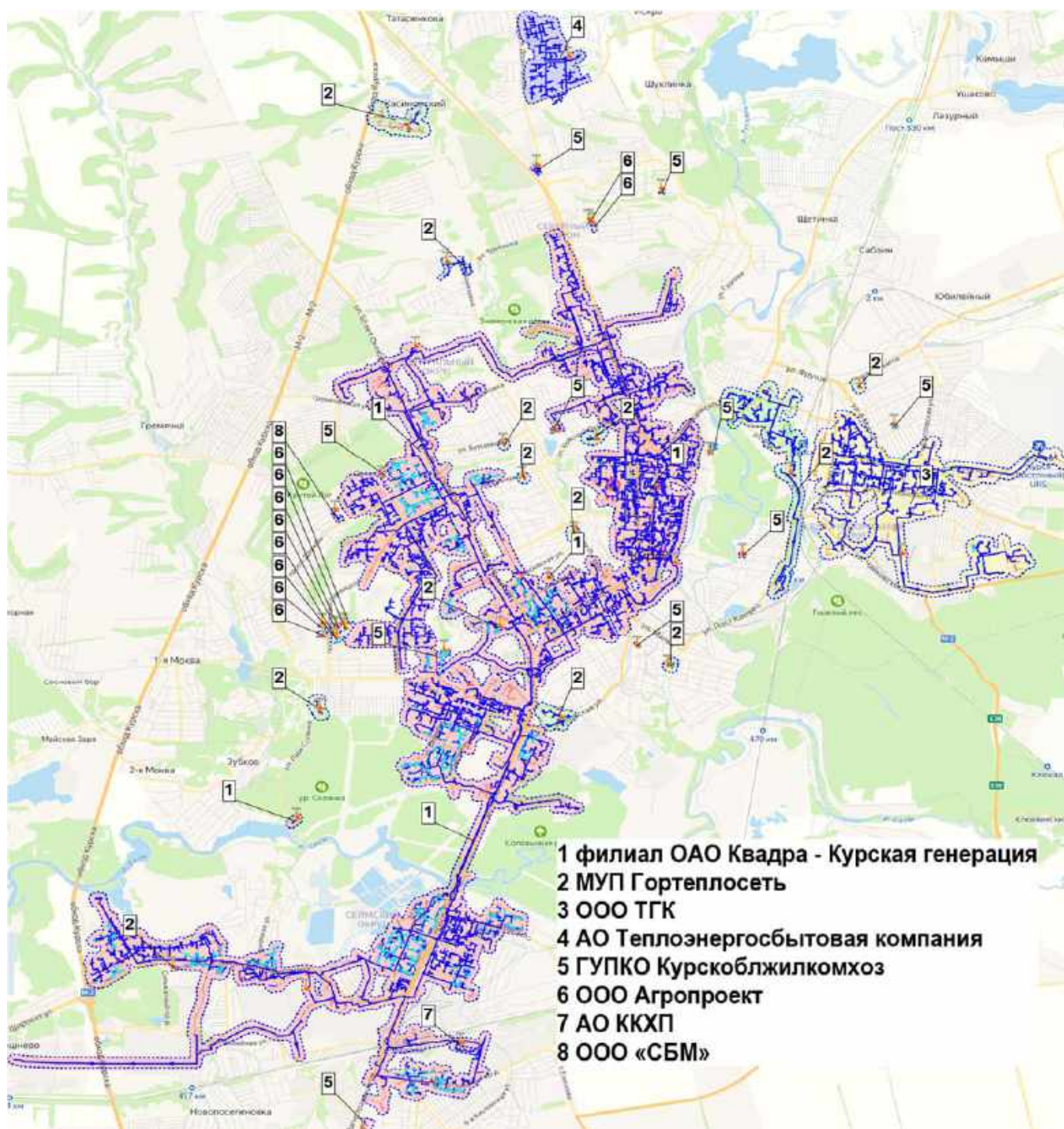
**Таблица 1.2 - Организации, занятые в сфере централизованного теплоснабжения по состоянию на 01.01.2022**

№ п/п	Наименование округа	Наименование источника теплоснабжения	Принадлежность источника теплоснабжения	Организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения	Принадлежность тепловых сетей	Организация, эксплуатирующая тепловые сети
1	Сеймский	Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
2	Центральный	Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация», МУП «Гортеплосеть» ООО «КВК»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
3	Центральный	Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация», МУП «Гортеплосеть», ООО «КВК»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация», ООО «КВК»
4	Центральный	Котельная «ул. Ломоносова, 44»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
5	Сеймский	Котельная «ЛОК УВД», урочище «Солянка»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
6	Центральный	Котельная «Косиново», п. Косиново	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
7	Центральный	Котельная «ул. Пирогова, 14»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
8	Центральный	Котельная «ул. Скорятин, 29»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
9	Центральный	Котельная «Южный пер., 16»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
10	Сеймский	Котельная «Моква», д. 1-я Моква	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
11	Центральный	Котельная детской поликлиники №5, ул. В. Казацкая, 152	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
12	Центральный	Котельная школы №9, ул. В. Казацкая, 196	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
13	Железнодорожный	Котельная школы №12, ул. Полевая, 17	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
14	Сеймский	Котельная «ул. Литовская, 95»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»

№ п/п	Наименование округа	Наименование источника теплоснабжения	Принадлежность источника теплоснабжения	Организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения	Принадлежность тепловых сетей	Организация, эксплуатирующая тепловые сети
15	Железнодорожный	Котельная интерната №4, ул. Ильича, 31А	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
16	Сеймский	Котельная д/сада №7, пр-т Ленинского Комсомола, 66	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
17	Железнодорожный	Котельная «113 кв.», ул. ВЧК	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
18	Центральный	Котельная «ул. Понизовка, 52»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
19	Железнодорожный	Котельная ООО "ТГК"	ООО «ТГК»	ООО «ТГК»	МУП «Гортеплосеть»	Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация»
20	Центральный п. Северный	ТЭЦ АО "ТЭСК"	АО «ТЭСК»	АО «ТЭСК»	АО «ТЭСК»	АО «ТЭСК»
21	Центральный	Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
22	Сеймский	Котельная ОГУЗ "ОД-КИБ" ул. Сумская	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
23	Железнодорожный	Котельная «СОШ №11» ул. Антокольского, 1	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
24	Железнодорожный	Котельная «СОШ №16» ул. 2-ая Стрелецкая, 46	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
25	Железнодорожный	Котельная «СОШ №37» ул. Каширцева, 54	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
26	Центральный	Котельная Спорткомплекса ул. Веспремская, 9	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
27	Центральный	Котельная «Школа-интернат №3» ул. Смородиновая	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
28	Центральный	Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
29	Сеймский	Котельная «Конноспортивная СОШ» ул. Магистральная, 42а	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
30	Центральный	Котельная ОКПТД ул. Пушкарная, 2	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»	ГУПКО «Курскoblжил-комхоз»
31	Центральный	Котельная «пр-т Н. Плевицкой, 23»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»



№ п/п	Наименование округа	Наименование источника теплоснабжения	Принадлежность источника теплоснабжения	Организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения	Принадлежность тепловых сетей	Организация, эксплуатирующая тепловые сети
32	Центральный	Котельная «пр-т Н. Плевацкой, 27»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
33	Центральный	Котельная «пр-т Н. Плевацкой, 29»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
34	Центральный	Котельная «пр-т Н. Плевацкой, 35»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
35	Центральный	Котельная «ул. Рябиновая, 26А»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
36	Центральный	Котельная «ул. Рябиновая, 26В»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
37	Центральный	Котельная «пр-т Н. Плевацкой, 11»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
38	Центральный	Котельная «пр-т Н. Плевацкой, 13»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
39	Центральный	Котельная «пр-т Н. Плевацкой, 15»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
40	Центральный	Котельная «пр-т Н. Плевацкой, 17»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»	ООО «Агропроект»
41	Сеймский	Котельная АО «ККХП» Магистральный пр., 22Г	АО «ККХП»	АО «ККХП»	АО «ККХП»	АО «ККХП»
42	Центральный	Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	ООО «СБМ»	ООО «СБМ»	ООО «СБМ»	ООО «СБМ»



**Рисунок 1.1** - Зоны действия источников тепловой энергии в разделении по теплоснабжающим организациям

В 2019 году филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» получила статус Единой тепло-снабжающей организации в зоне теплоснабжения Сеймского и Центрального округов города Курска от собственных источников тепла, в зоне теплоснабжения Железнодорожного округа от источника ООО «ТГК» и котельной «113 кв.» и от котельных МУП «Гортеплосеть».

В зоне теплоснабжения северной части Центрального округа п. Северный от собственного источника в 2019 году статус Единой теплоснабжающей организации получила компания АО «ТЭСК».

Схема реализации тепловой энергии в городском округе Курск показана на рисунке 1.2.

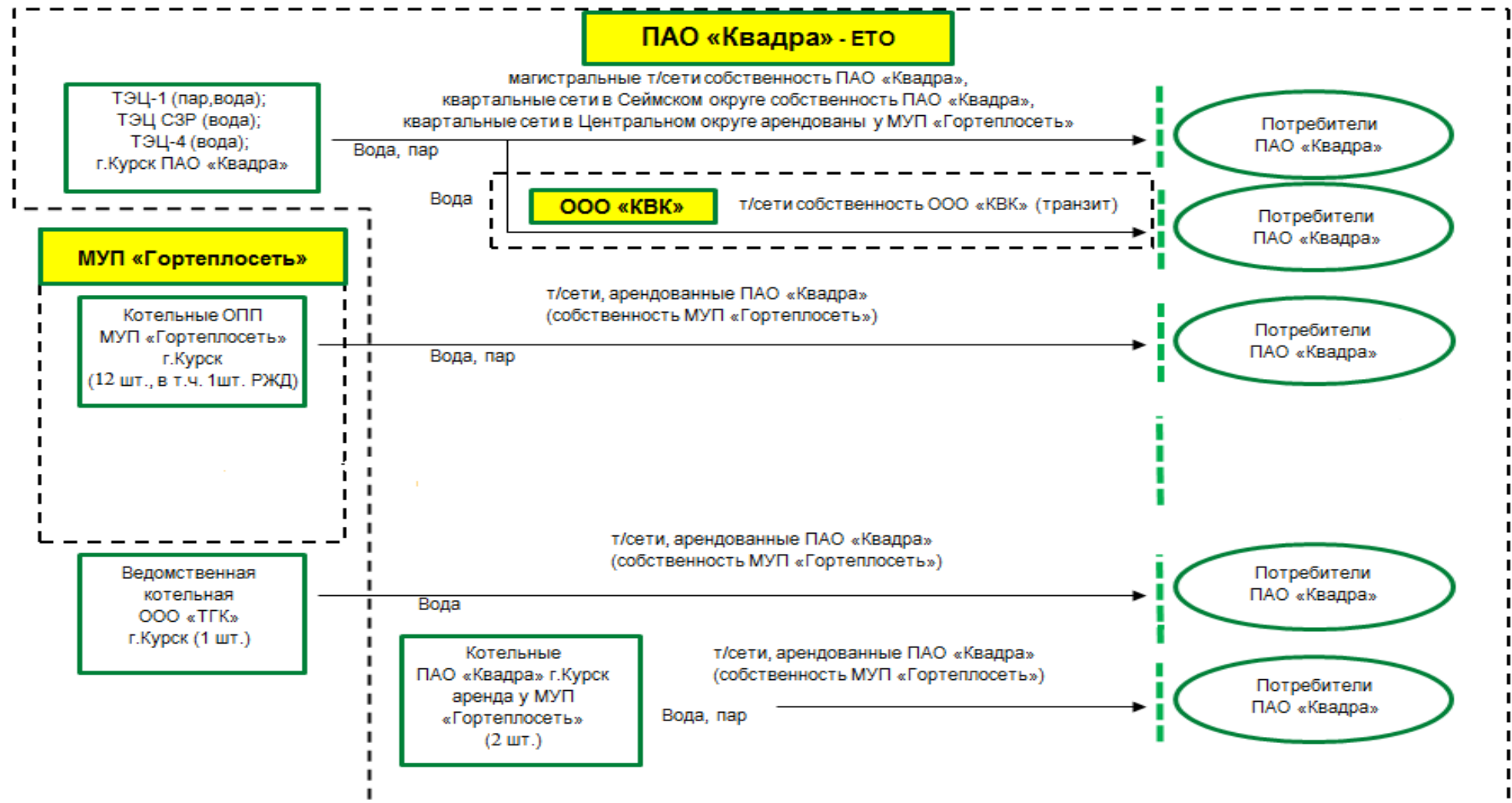
В настоящее время, независимо от источника теплоснабжения и принадлежности тепловых сетей, реализацию тепловой энергии всем потребителям города Курска осуществляет ПАО «Квадра» - «Курская генерация» в своей зоне ЕТО. При этом филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» помимо производства тепловой энергии на собственных источниках, приобретает тепловую энергию от котельных МУП «Гортеплосеть» и ведомственных котельных для реализации конечным потребителям, а также оплачивает услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям ряда организаций, имеющих на балансе тепловые сети.

Схема договорных отношений в составе единой теплоснабжающей организации в городе Курске показана на рисунке 1.3.

Здесь следует отметить, что схема, при которой определение в качестве ЕТО, производится в отношении одной теплоснабжающей организации и распространяется на всю территорию поселения, городского округа:

- с одной стороны, обеспечивает значительное преимущество, в части управления ценовыми (тарифными) последствиями (в числе которых, основным является регулирование предельной стоимости на коммунальные услуги отопления и горячего водоснабжения);
- с другой стороны, является фактором, при котором сохраняется ситуация внутри-узлового перекрестного субсидирования, при котором существенно усложняется оценка исполнения критериев в части принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения указанных в подпунктах 2, 3 и 4 пункта 8 Статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении".

## Схема реализации теплоэнергии в г. Курске



**Рисунок 1.2 - Схема реализации тепловой энергии в городе Курске**



## Схема договорных отношений участников рынка теплоснабжения г. Курска

### ПАО «Квадра» – ЕТО в городе Курске



Рисунок 1.3 - Схема договорных отношений между теплоснабжающими организациями

### **1.1.2 Зоны действия производственных котельных**

В городском округе Курск производственные объекты расположены относительно компактно, в основном, на территориях 5-ти промышленно-коммунальных зон: две в Сеймском округе, одна в Железнодорожном округе и две в Центральном округе. На территориях промышленно-коммунальных зон размещается свыше 85% всей производственной застройки города.

Ведущими видами промышленной деятельности являются производство пищевых продуктов, включая напитки, производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования, производство, передача и распределение электроэнергии, химическое производство, производство резиновых и пластмассовых изделий. Предприятиями производятся также трикотажные и швейные изделия, кожа, обувь, строительные материалы и др.

Кроме вышеперечисленных централизованных источников тепла, в городе эксплуатируются производственные и отопительные котельные, каждая из которых осуществляет отпуск тепловой энергии на технологические нужды, отопление и горячее водоснабжение производственных и административных зданий собственно предприятий. Это котельные промышленных предприятий. Для подавляющего большинства организаций рассматриваемой категории теплоснабжение не является основным видом деятельности.

К примеру, к таким источникам тепловой энергии, не принимавшие участие в централизованном теплоснабжении и расположенные на территории городского округа, относятся котельные ООО «Энерго-Сервис», ООО «ККЗ», ЗАО «Курскрезинотехника», ОАО «Элеватормелешаш», ОАО «Технотекс», ОАО «Электроагрегат», ОГУП «КЖЭП», ОАО «Курский завод «Маяк», ООО «Стройсантехналадка», ООО «УК «Жилфонд», Курский филиал ФГБОУ ВО «РЭУ им. Г.В. Плеханова». Эти котельные не участвуют в регулируемом виде деятельности по централизованному теплоснабжению промышленного, общественного и жилищного фонда, поэтому не включены в общий список рассматриваемых источников тепла.

В целом тепловые зоны производственных котельных, в соответствии с Генеральным планом городского округа Курск, в перспективе не будут изменяться как в сторону расширения, так и выделения объектов, входящих в зону эксплуатационной ответственности, определяемой границами не тарифицируемых поставок (собственные нужды), поэтому в схеме теплоснабжения в дальнейшем не рассматриваются.

### **1.1.3 Зоны действия индивидуального теплоснабжения**

Кроме централизованных источников тепла и производственных котельных, в городе эксплуатируются индивидуальные отопительные котельные, каждая из которых осуществляет теплоснабжение конкретного потребителя. Индивидуальные котельные территориально расположены во всех округах города. Основное их количество находится в Сеймском и Центральном округах. В качестве топлива в котельных используется природный газ.

К настоящему времени в России все большую популярность получает автономное и индивидуальное отопление. По сути своей это системы отопления, осуществляющие обогрев в одном отдельно взятом здании или помещении. При этом если речь идет о многоквартирном жилом доме или крупном здании административного либо коммерческого назначения, то чаще используется термин автономное отопление. Если же разговор о небольшом частном доме или квартире, то более уместным кажется термин индивидуальное отопление.

Основные преимущества подобных систем – большая гибкость настройки и малая инертность, а также отсутствие привязки к системе централизованного теплоснабжения в зонах с низкой

плотностью тепловой нагрузки, что обуславливает целесообразность применения таких систем в районах, где централизованное теплоснабжение отсутствует. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит не более нескольких часов. В случае с индивидуальным отоплением от получаса до часа, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

Основным недостатком систем с индивидуальным отоплением относительно крупных источников, является отсутствие систем резервирования вводов электро- водо- и газоснабжения, существенно повышающих требования безопасности систем теплоснабжения, указанные в пункте 5 Статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении".

Зоны действия индивидуального теплоснабжения на территории поселения располагаются, прежде всего, в районах застройки одно - двухквартирными жилыми домами с приусадебными земельными участками с плотностью тепловой нагрузки 0,12- 0,25 Гкал/ч на 1 га. Индивидуальные жилые дома расположены практически по всей территории города. Наибольшее их количество сосредоточено в Центральном округе. Обеспечение теплом всей индивидуальной застройки децентрализованное от автономных (индивидуальных) газовых котлов или печного отопления.

Ряд кварталов жилой застройки также является зонами, где в многоквартирных домах существует индивидуальное теплоснабжение. Обеспечение теплом жилой застройки этих кварталов осуществляется поквартирным теплоснабжением – от газовых котлов, установленных в каждой квартире. Тепловая нагрузка таких домов, расположенных в Центральном и Железнодорожном округах, составляет около 13,5 Гкал/ч.

#### **1.1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период три года, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

В функциональной структуре теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменений не произошло.

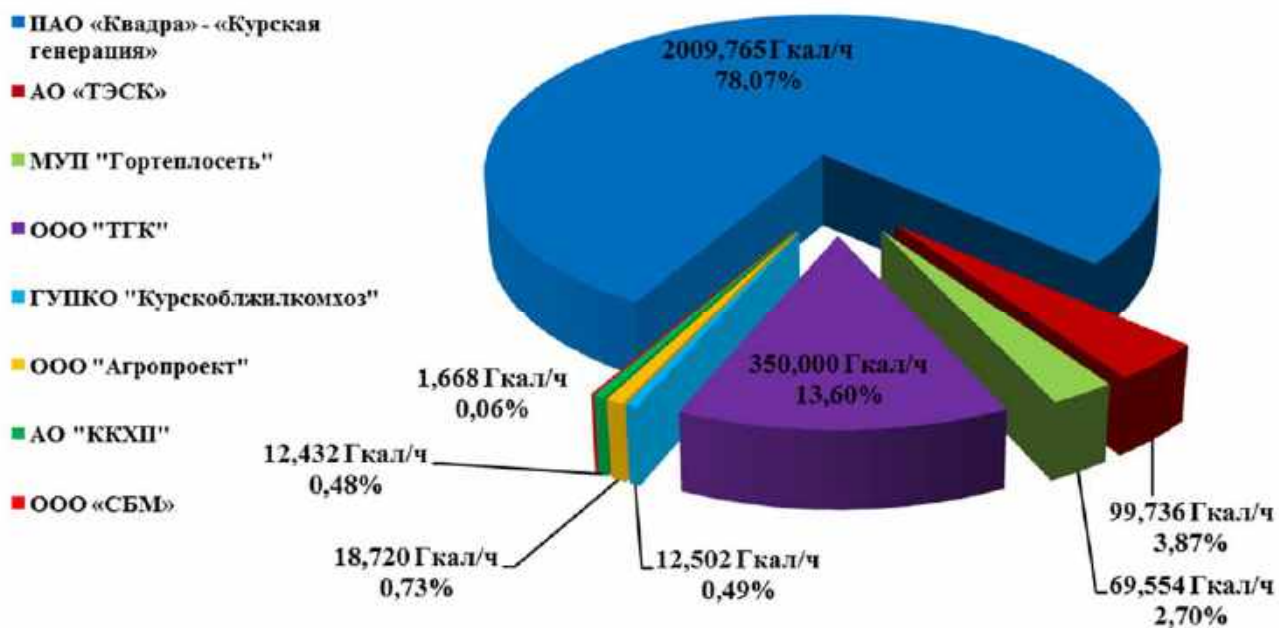
### **1.2 Часть 2. Источники тепловой энергии**

В настоящее время на территории городского округа Курск в области централизованного теплоснабжения существуют следующие источники теплоснабжения:

- источники филиала ПАО «Квадра» - «Курская генерация»: три источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Курская ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ПП «ТЭЦ СЗР» и четыре арендованные котельные, два из них котельная «ул. Экспедиционная, 2» (работает на единственного потребителя) и котельная «Областная больница» ул. Сумская, 45 (работает на единственного коммунального потребителя с паровой нагрузкой) в схеме не рассматриваются;
- котельные МУП «Гортеплосеть» (13 шт.);
- ведомственная котельная ООО «ТГК»;
- источник АО «ТЭСК»: ТЭЦ АО «ТЭСК»;
- ведомственные котельные ГУПКО «Курскоблжилкомхоз» (10 шт.);
- ведомственные котельные ООО «Агропроект» (10 шт.);
- ведомственная котельная АО «ККХП»;
- ведомственная котельная ООО «СБМ».

Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» – крупнейший поставщик тепловой энергии для промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора города Курска. Его доля на рынке тепловой энергии городского округа превышает 95%.

Суммарная тепловая мощность источников централизованного теплоснабжения городского округа Курск, на момент написания схемы теплоснабжения, составляет 2574,377 Гкал/час, из них 2006,600 Гкал/час суммарная тепловая мощность Курской ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ПП «ТЭЦ СЗР», 99,736 Гкал/ч - ТЭЦ АО «ТЭСК» и 468,041 Гкал/час мощность котельных. Распределение установленной тепловой мощности между теплоснабжающими организациями представлено на рисунке 1.4.



**Рисунок 1.4** - Распределение установленной мощности источников тепла по теплоснабжающим организациям

### 1.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

#### ПП «Курская ТЭЦ-1»

ПП «Курская ТЭЦ-1» (г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20) крупнейшая тепловая станция города Курска, введена в эксплуатацию в 1955 году. В настоящее время станция входит в состав филиала ПАО «Квадра» - «Курская генерация». Строительство станции производилось несколькими очередями. Курска. Общий вид станции показан на рисунке 1.5.





**Рисунок 1.5** - Общий вид ПП «Курская ТЭЦ-1»

Курская ТЭЦ-1 является отопительной ТЭЦ с одним уровнем давления свежего пара 9,8 МПа ( $100 \text{ кгс/см}^2$ ) и температурой  $540^\circ\text{C}$  и предназначена для централизованного теплоснабжения и электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей Сеймского и части Центрального округов города Курска. В настоящее время станция полностью закрывает потребность Сеймского округа и части Центрального в тепловой энергии и горячем водоснабжении.

Установленная электрическая мощность Курской ТЭЦ-1 – 125 МВт, тепловая – 904 Гкал/ч. Работа Курской ТЭЦ-1 осуществляется по диспетчерскому графику энергосистемы. Электрическая и тепловая нагрузки ТЭЦ-1 задаются диспетчерами энергосистемы и теплосети. Выдача электрической мощности Курской ТЭЦ-1 осуществляется через ОРУ-110 на напряжении 110 кВ.

Система теплоснабжения закрытого типа с качественно-количественным регулированием отпуска тепла. Выдача тепла осуществляется по температурному графику  $115/70^\circ\text{C}$  со срезкой  $95^\circ\text{C}$  при  $-14^\circ\text{C}$  и  $70^\circ\text{C}$  при  $+4^\circ\text{C}$ . Тепловая сеть – двухтрубная, после квартальных тепловых пунктов – четырех трубная.

Основной вид топлива – природный газ. Максимальная пропускная способность ГРП-1 – 80 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$ , а ГРП-2 – 214 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$ . Резервное топливо уголь марки АШ для энергетических котлов и мазут марки М-100 для водогрейных котлов. Емкость угольного склада – 30 тыс. т, а емкость мазутного хозяйства – 20 тыс. т.

Договорная тепловая нагрузка внешних потребителей по состоянию на 01.01.2022 составляет 459,28 Гкал/ч, в том числе в горячей воде – 404,00 Гкал/ч, в паре 55,28 Гкал/ч.

На сегодняшний день на Курская ТЭЦ-1 эксплуатируется следующее основное теплотехническое оборудование, установленное в главном корпусе:

- Паровая турбина ст.№3 ПТ-60-90/13 с максимальным расходом пара 398 т/ч при номинальных параметрах свежего пара  $P_0=90 \text{ кгс/см}^2$ ,  $t_0 = 535^\circ\text{C}$ , с двумя регулируемые отборами пара производственным 85 Гкал/ч и теплофикационным 54 Гкал/ч и

семью нерегулируемыми отборами пара для подогрева питательной воды и основного конденсата;

- Паровая турбина ст.№4 ПТ-65/75-90/13 с максимальным расходом пара 398 т/ч при номинальных параметрах свежего пара  $P_0=90$  кгс/см<sup>2</sup>,  $t_0 = 535^{\circ}\text{C}$ , с двумя регулируемые отборами пара производственным 95 Гкал/ч и теплофикационным отбором номинальной тепловой производительностью 70 Гкал/ч и с семью нерегулируемыми отборами пара для подогрева питательной воды и основного конденсата;
- Четыре паровых котла ст.№№4÷7 типа ТП-15. Котел одnobарабанный, вертикальный, водотрубный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией и уравнивающей тягой газоплотный спроектирован для сжигания каменного угля марки АШ.

В отдельном здании расположена пиковая водогрейная котельная, в которой расположены шесть водогрейных котлов КВГМ-100 ст. №№1, 2, 3, 4, 5, 6, работающие в отопительный период для покрытия пиковых тепловых нагрузок. Основным топливом является природный газ, резервным – мазут.

Структура основного оборудования Курской ТЭЦ-1 приведена в таблицах 1.3-1.5.

**Таблица 1.3 - Структура основного оборудования (котельное оборудование)**

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Вид топлива (основ./резер.)	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Дата обследования котла
					давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °C	
4	ТП-15	1958	газ/газ	220	100	540	31.07.2017 (ЭПБ)
5	ТП-15	1959	газ/уголь АШ	220	100	540	31.07.2017 (ЭПБ)
6	ТП-15	1960	газ/уголь АШ	220	100	540	21.09.2020 (ЭПБ)
7	ТП-15	1962	газ/уголь АШ	220	100	540	31.07.2017 (ЭПБ)

**Таблица 1.4 - Структура основного оборудования (пиковые водогрейные котлы)**

Ст. №	Марка котла	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °C, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °C, на выходе из КА	Дата обследования котла
1	КВГМ-100	1979	100	70	150	20.07.2020 (ЭПБ)
2	КВГМ-100	1979	100	70	150	10.09.2019 (ЭПБ)
3	КВГМ-100	1981	100	70	150	26.07.2017 (ЭПБ)
4	КВГМ-100	1982	100	70	150	10.08.2018 (ЭПБ)
5	КВГМ-100	1986	100	70	150	26.07.2017 (ЭПБ)
6	КВГМ-100	1987	100	70	150	10.08.2018 (ЭПБ)

Расчетная принципиальная тепловая схема Курской ТЭЦ-1 представлена на рисунке 1.6. Тепловая схема Курской ТЭЦ-1 – с поперечными связями по перегретому пару, питательной и сетевой воде. Принятая на станции схема предполагает наличие перетоков по пару собственных нужд и сетевой воде между оборудованием, относящимся к разным группам. Имеющиеся на станции перетоки пара происходят между энергоблоками через коллектор собственных нужд. Перетоки теплоносителя между группами оборудования и отдельными агрегатами ограничены подачей пара на собственные нужды агрегатов. Схема обеспечения паровых собственных нужд и выдачи пара внешним потребителям выполнена через общестанционный коллектор давлением 13 кгс/см<sup>2</sup>. Потребность в паре 13 кгс/см<sup>2</sup> обеспечивается турбоагрегатами ст.№3 №4. Резервируется этот отбор двумя быстродействующими БРОУ-100/15×100 т/ч. Для использования тепла пара низкого давления, установлены два редуциционно-охладительных устройства РОУ-13/1,2×55 т/ч.

**Таблица 1.5 - Структура основного оборудования (турбинное оборудование)**

Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод изготовитель	Мощность электрическая		Параметры свежего пара		Расход свежего пара		Отбор Т			Отбор П		
			номинальная	максимальная	Давление	Температура	номинальный	максимальный	Давление	Производительность		Давление	Производительность	
										Номинальная			Номинальная	
МВт	МВт	кгс/см <sup>2</sup>	°С	т/ч	т/ч	кгс/см <sup>2</sup>	Гкал/ч	т/ч	кгс/см <sup>2</sup>	Гкал/ч	т/ч			
ПТ-60-90/13	1958	ЛМЗ	60	70	90	535	370	397	0,7÷2,5	54	130	8÷16	85	155
ПТ-65/75-90/13	1998	ЛМЗ	65	75	90	535	398	398	0,7÷2,5	70	130	8÷16	95	155

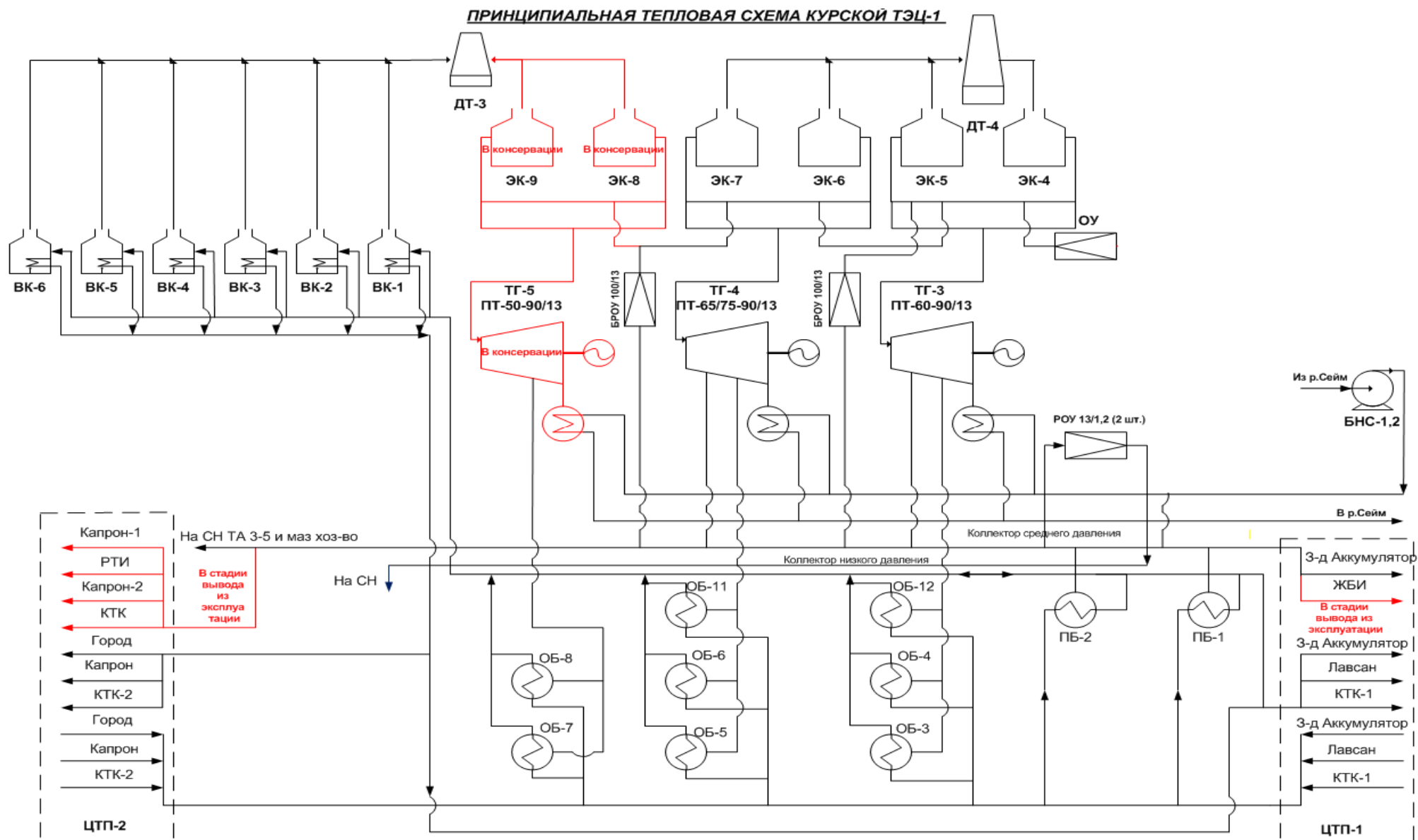


Рисунок 1.6 - Расчетная принципиальная тепловая схема Курской ТЭЦ-1

Принципиальная схема теплофикационных установок ТЭЦ-1 приведена на рисунке 1.7, а состав и характеристика теплофикационного оборудования, сетевых и прочих насосов, приведен в таблицах 1.6-1.7, соответственно.

**Таблица 1.6 - Технические характеристики сетевых подогревателей ТЭЦ-1**

Станционный номер и тип подогревателя		Год ввода в эксплуатацию	Место установки	Номер отбора	Тепловая мощность, Гкал/ч	Расход сетевой воды, м³/ч
Основной (Пиковый)	Обозначение подогревателя					
ОБ-3	ПСВ-500-3-23	1977	Бл. №3	Теплофикационный отбор ПТ бл.№3 (P <sub>T</sub> =1,2 ата, t <sub>T</sub> =104°C, D <sub>T</sub> =130 т/ч)	60	1500 (2-х ходовой)
ОБ-4	ПСВ-500-3-23	1977			60	1500 (2-х ходовой)
ОБ-12	ПСВ-500-14-23	1977			97,5	1500 (2-х ходовой)
ОБ-5	БО-550-3М	1969	Бл. №4	Теплофикационный отбор ПТ бл.№4 (P <sub>T</sub> =1,2 ата, t <sub>T</sub> =104°C, D <sub>T</sub> =130 т/ч)	66	1100 (4-х ходовой)
ОБ-6	БО-550-3М	1969			66	1100 (4-х ходовой)
ОБ-11	БП-500М	1969			120	2500 (2-х ходовой)
ОБ-7	БО-550-3М	1967	Бл. №5	Длительная консервация	66	1100 (4-х ходовой)
ОБ-8	БО-550-3М	1967			66	1100 (4-х ходовой)
ПБ-1	ПСВ-315-14-23	1988	От коллектора (СН)-13 ата и пара П-отбора ПТ (P <sub>П</sub> =13 ата, t <sub>П</sub> =287°C, D <sub>П</sub> =155 т/ч)		67,8	1130 (2-х ходовой)
ПБ-2	ПСВ-500-14-23	1971			97,5	1500 (2-х ходовой)

**Таблица 1.7 - Технические характеристики насосов теплофикационных установок ТЭЦ-1**

Наименование механизма	Тип	Кол-во	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Мощность электродвигателя, кВт
Насос сетевой	14Д6	5	1250	125	630
Насос сетевой	14Д6М	3	1250	125	630
Насос сетевой	СЭ-1250-140	1	1250	140	630
Насос сетевой	KRNA 300/600	1	1250	140	710
Насос конденсатный	КСД-125x140	2	125	140	110
Насос конденсатный	8КСД 5x3	6	119	12,5	100
Насос конденсатный	КСД-140x140/3	2	140	140	110
Насосы подпитки теплосети	КСВ-125x55	1	125	55	30
Насосы подпитки теплосети	1К100-65-250	1	100	80	40
Насосы подпитки теплосети	АР-150x65	1	180	40	55
Насосы подпитки теплосети	Д200/95	1	200	95	90
Насосы подпитки теплосети	КС-90/55	2	100	50	30



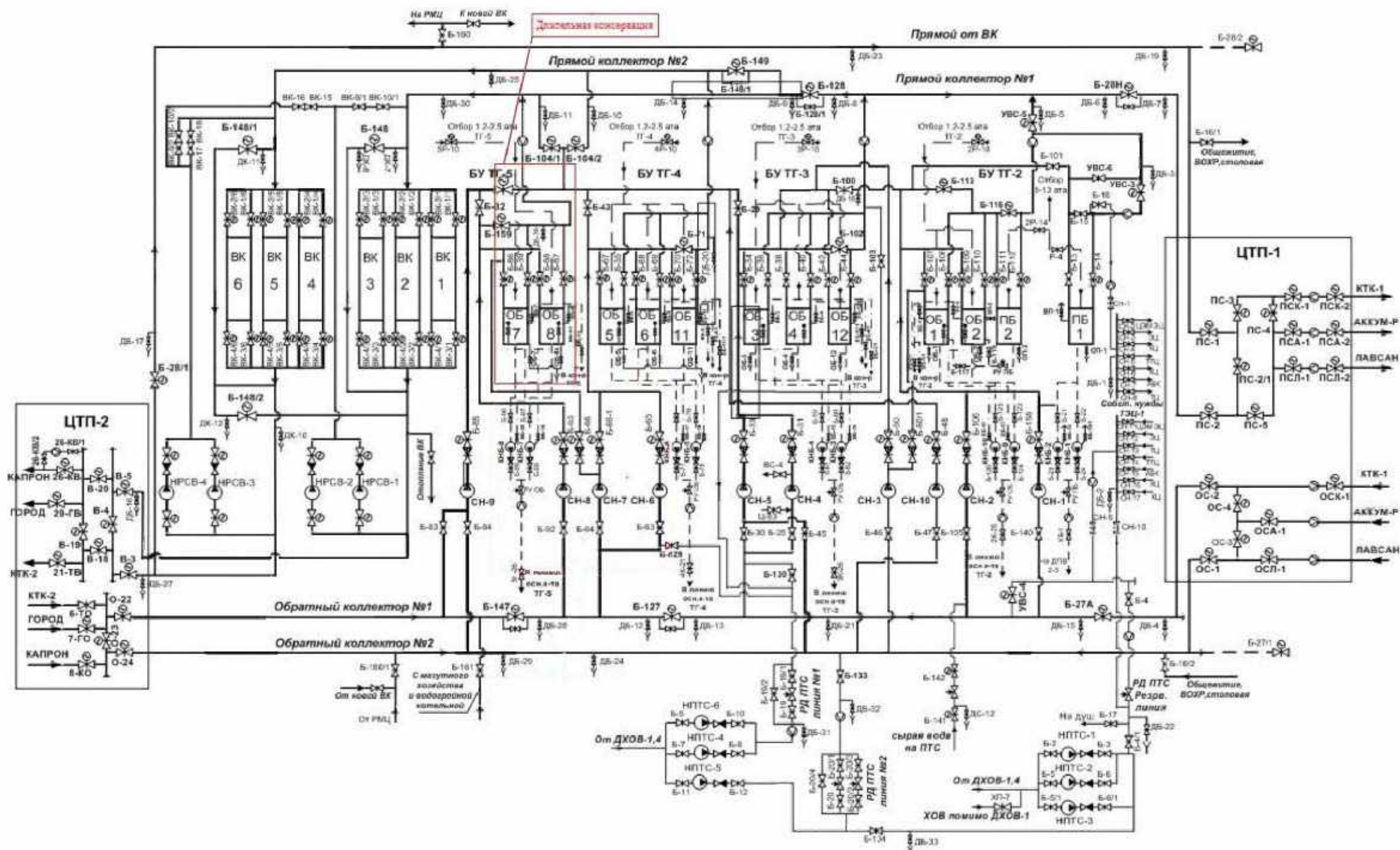


Рисунок 1.7 - Схема теплофикационных установок Курской ТЭЦ-1

### **ПП «Курская ТЭЦ-4»**

ПП «Курская ТЭЦ-4» (г. Курск, ул. Н. Набережная, д.9) введена в эксплуатацию в 1934 году. ТЭЦ-4 является отопительной тепловой электрической станцией среднего давления с тепловой схемой с поперечными связями по острому пару и питательной воде. Курская ТЭЦ-4 входит в состав филиала ПАО «Квадра» «Курская генерация». Зона обслуживания Центральный округ города Курска. Общий вид станции показан на рисунке 1.8.



**Рисунок 1.8 - Общий вид ПП «Курская ТЭЦ-4»**

Установленная электрическая мощность Курской ТЭЦ-4 – 4,8 МВт, тепловая – 395 Гкал/ч. Работа Курской ТЭЦ-4 осуществляется по диспетчерскому графику энергосистемы. Электрическая и тепловая нагрузки ТЭЦ-4 задаются диспетчерами энергосистемы и теплосети. Выдача электрической мощности Курской ТЭЦ-4 осуществляется через ОРУ-110 на напряжении 110 кВ.

Тепловая сеть – двухтрубная, по присоединению нагрузки горячего водоснабжения – открытая. Выдача тепла осуществляется по температурному графику 115/70°C со срезкой 95°C при -14°C и 65°C при +5°C. Отпуск тепла от ТЭЦ-4 в тепловую сеть осуществляется по трем выводам, оснащенным аттестованными приборами учета отпуска тепла.

Основной вид топлива – природный газ. Максимальная пропускная способность ГРП – 50 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Резервное топливо для энергетических и водогрейных котлов и мазут марки М-100.

Договорная тепловая нагрузка внешних потребителей с горячей водой по состоянию на 01.01.2022 составляет 211,57 Гкал/ч.

Основное теплотехническое оборудование, установленное в котлотурбинном цехе:

- Паровая турбина Р-6-35/10М номинальной электрической мощностью 6 МВт, установленной электрической мощностью 4,8 МВт.

- Три паровых котла ст.№№1÷3 типа ЭВГ-400. Котел трех барабанный, вертикальный, водотрубный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией и уравновешенной тягой спроектирован для сжигания каменного угля. После реконструкции котел оборудован двумя газомазутными смесительными горелками с принудительной подачей воздуха и предназначен для сжигания природного газа и мазута. Производительность горелки по газу 850 м³/ч, производительность мазутной форсунки 0,35 т/ч. Распыл мазута механический.
- Один паровой котел типа КТО-2 двух барабанный, вертикальный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией и уравновешенной тягой. После реконструкции котел оборудован тремя газомазутными смесительными горелками с принудительной подачей воздуха и предназначен для сжигания природного газа и мазута. Производительность горелки по газу 850 м³/ч, производительность мазутной форсунки 0,35 т/ч. Распыл мазута механический.
- Один водогрейный котёл ПТВМ-50 башенный, водотрубный, радиационного типа, прямоточный, с принудительной циркуляцией. Расход воды по четырехходовой схеме 600÷650 м³/ч. Снабжён 12 газомазутными горелками производительностью по газу – 542 м³/ч. Производительность мазутной форсунки – 0,514 т/ч. Распыл мазута механический.
- Один водогрейный котёл ПТВМ-100 башенный, водотрубный, радиационного типа, прямоточный, с принудительной циркуляцией. Циркуляция сетевой воды по двухходовой схеме. Снабжён шестью газомазутными прямоточно-вихревыми горелками встречно-ударного действия, производительностью по газу – 2200 м³/ч, а по мазуту – 2,0 т/ч. Распыл мазута механический.
- Два водогрейных котла КВГМ-100. Котел имеет прямоточную П-образную бескаркасную компоновку с облегченной обмуровкой и оснащён тремя газомазутными ротационными горелками марки РГМГ-30 установленные на фронтальной стенке котла. Производительность горелки составляет 4175 м³/ч по природному газу и 3855 кг/час по мазуту. Расход воды в основном режиме составляет 1236 т/ч, а в пиковом – 2461 т/ч.

Общие сведения, об установленном основном оборудовании на ТЭЦ-4 приведены в таблицах 1.8-1.10.

**Таблица 1.8 - Структура основного оборудования (котельное оборудование)**

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Вид топлива (основное / резервное)	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Дата обследования котла
					давление, кгс/см²	температура, °С	
1	ЗВГ-400	1932	газ/мазут	23	22	400	30.07.2018
2	ЗВГ-400	1932	газ/мазут	23	22	400	30.07.2018
3	ЗВГ-400	1932	газ/мазут	23	22	400	28.09.2018
4	КТО-2	1937	газ/мазут	30	22	400	28.09.2018

**Таблица 1.9 - Структура основного оборудования (водогрейные котлы)**

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Вид топлива (основное/резервное)	Производительность, Гкал/ч	Дата обследования котла
5	ПТВМ-50	1965	газ/мазут	50	22.06.2018
6	ПТВМ-100	1972	газ/мазут	100	28.09.2018
7	КВГМ-100	1984	газ/нет	100	19.06.2019
8	КВГМ-100	1987	газ/нет	100	19.06.2019



**Таблица 1.10 - Структура основного оборудования (турбинное оборудование)**

Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Мощность электрическая	Параметры свежего пара		Расход свежего пара	Отбор		
			Давление	Температура		Давление	Производительность	
							Номинальная	
		МВт	кгс/см <sup>2</sup>	°С	т/ч	кгс/см <sup>2</sup>	Гкал/ч	т/ч
P-6-35/10M	1982	4.8	22	380	75	10	38	75

На ТЭЦ-4 установлено три редуциционно-охладительных устройства: РОУ-1, производительностью 20 т/ч, РОУ-2 – 30 т/ч и РОУ-4 – 60 т/ч.

Состав и характеристики теплофикационного оборудования, сетевых и прочих насосов, приведены в таблицах 1.11-1.12, соответственно.

**Таблица 1.11 - Технические характеристики сетевых подогревателей ТЭЦ-4**

Станционный номер	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Место установки	Тепловая мощность, Гкал/ч	Расход сетевой воды, м <sup>3</sup> /ч
ОБ-1	ПСВ-200-7-15	1970	Бойлерная	32	400
ОБ-2	ПСВ-90-7-15	1970		28	350
ОБ-3	ПСВ-90-7-15	1970		28	350
ОБ-4	ПСВ-90-7-15	1970		28	350

**Таблица 1.12 - Технические характеристики насосов ТЭЦ-4**

Наименование механизма, установки	Тип	Кол-во	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м в. ст.	Мощность электродвигателя, кВт
Насос сетевой	KRNA-400/700764	4	1250	140	710
Насос сетевой	KRNA-400/700764	1	1250	140	630
Насосы подпитки теплосети	СЭ-800-100	4	800	1	320
Питательный насос	ПЭ-100-32	2	100	32	160
Питательный насос	ПЭ-65-32	1	65	32	110
Питательный насос	5МД-7*5	1	100	3	200

### **ПП «Курская ПП «ТЭЦ СЗР»»**

ПП «Курская ПП «ТЭЦ СЗР»» (г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59) или ТЭЦ Северо-Западного района города Курска изначально была котельной, которая была введена в эксплуатацию в 1985 году. В ходе масштабной реконструкции, начатой в 2008 году, на котельной была построена парогазовая установка ПГУ-115 МВт, которая была введена в эксплуатацию в 2011 году. Курская ПП «ТЭЦ СЗР» является отопительной ТЭЦ и входит в состав филиала ПАО «Квадра» «Курская генерация». В настоящее время станция снабжает тепловой энергией и горячей водой наиболее густонаселенные районы города Курска: Северо-Западный, Юго-Западный, проспект Победы и другие. Общий вид станции показан на рисунке 1.9.



**Рисунок 1.9** - Общий вид ПП «Курская ПП «ТЭЦ СЗР»

Установленная электрическая мощность Курской ПП «ТЭЦ СЗР» – 116,9 МВт, тепловая – 716,7 Гкал/ч. Работа Курской ПП «ТЭЦ СЗР» осуществляется по диспетчерскому графику энергосистемы. Электрическая и тепловая нагрузки станции задаются диспетчерами энергосистемы и теплосети. Выдача электрической мощности Курской ПП «ТЭЦ СЗР» осуществляется через ОРУ-110 на напряжении 110 кВ.

Тепловая сеть двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения – смешанная, после квартальных тепловых пунктов – четырех трубная. Выдача тепла осуществляется по температурному графику 115/70°C со срезкой 95°C при -14°C и 70°C при +4°C. Отпуск тепла от ПП «ТЭЦ СЗР» в тепловую сеть осуществляется по трем выводам, оснащенным аттестованными приборами учета отпуски тепла.

Договорная тепловая нагрузка внешних потребителей с горячей водой по состоянию на 01.01.2022 составляет 327,264 Гкал/ч.

В настоящее время на ПП «ТЭЦ СЗР» эксплуатируются шесть водогрейных котлов, а также оборудование ПГУ: Блок ПГУ предназначен для комбинированного производства электричества и тепла (пар собственных нужд и горячая вода), его работа предусматривается в полупиковом режиме. Оборудование блока ПГУ может работать на скользких параметрах. Конфигурация блока ПГУ предусмотрена по схеме 2ГТУ+2КУ+1ПТ. В состав блока ПГУ включено следующее основное оборудование:

- Две газотурбинные установки LM6000 PD Sprint (General Electric) электрической мощностью 45 МВт, каждая. Газотурбинная установка представляет собой 2-ух-

вальную газовую турбину, которая состоит из 5-ти-ступенчатого компрессора низкого давления, 14-ти ступенчатого компрессора высокого давления, 2-ух ступенчатой турбины высокого давления и 5-ти-ступенчатой турбины низкого давления. Газотурбинная установка оснащена системой повышения мощности SPRINT, где используется впрыск воды для охлаждения воздуха в компрессоре, за счет чего значительно повышается массовый расход воздуха через компрессор. Турбина через редуктор, понижающий частоту вращения до 3000 об./мин, соединяется с электрическим генератором BDAX 7-290ERJT мощностью 48,5 МВт, напряжением 10,5 кВ, частотой 50 Гц.

- Паротурбинная установка Т-25/34-3,4/0,12 («Калужского турбинного завода») с регулируемым отопительным отбором пара предназначенная для непосредственного привода электрического генератора переменного тока, типа Т-32-2В3 мощностью 32 МВт, номинальной частоты вращения 50с-1 (3000 об./мин.), с воздушным охлаждением. Паровая турбина одноцилиндровая, проточная часть состоит из восемнадцати ступеней. Первая ступень является регулирующей. Камерой регулируемого отопительного отбора турбина делится на часть высокого давления (ЧВД) и часть низкого давления (ЧНД). ЧВД состоит из четырнадцати ступеней, ЧНД – из четырех ступеней. Для регулирования давления пара в камере отопительного отбора установлена поворотная диафрагма.
- Два паровых котла-утилизатора Пр-75-39-440Д (ПК-60) «Подольского машиностроительного завода» барабанного типа с принудительной циркуляцией в испарительном контуре, одноконтурные, вертикального исполнения, с горизонтальным расположением труб поверхностей нагрева, газоплотные. Котел-утилизатор рассчитан для работы под наддувом и снабжен блоком дожигающих устройств, для повышения тепловой производительности. Схемой ПГУ предусмотрено два режима работы котла-утилизатора: утилизационный режим (утилизация только тепла горячих выхлопных газов газотурбинной установки), комбинированный режим (утилизация тепла горячих выхлопных газов газотурбинной установки и тепла от дополнительного сжигания природного газа).

Компримирование топливного газа и его подачу в газотурбинные установки под необходимым рабочим давлением 4,9 МПа обеспечивает дожимная компрессорная станция (ДКС), которая состоит из двух компрессорных установок единичной производительностью 13 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Расход газа контролируется специальной двухуровневой системой регулирования. Блочно-модульные котлы-утилизаторы винтового типа работают в автоматическом режиме, система автоматизированного управления интегрирована с верхним уровнем АСУ ТП.

Общие сведения, об установленном основном оборудовании ПГУ на ПП «ТЭЦ СЗР» приведены в таблицах 1.13-1.14.

**Таблица 1.13 - Характеристика газовых турбин ПП «ТЭЦ СЗР»**

Ст. №	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Мощность электрическая	Расход газа	Температура выхлопа	Расход выхлопа
			МВт	кг/час	°С	кг/с
1	ГТ LM 6000PD SPRINT	2011	45,3	7345	453,5	123,9
2	ГТ LM 6000PD SPRINT	2011	45,7	7345	453,5	123,9

**Таблица 1.14** - Характеристика турбинного оборудования ПП «ТЭЦ СЗР»

Ст. №	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Мощность электрическая	Параметры свежего пара		Расход свежего пара	Отбор Т		
				Давление	Температура		Давление	Производительность	
			МВт	кгс/см <sup>2</sup>	°С	т/ч	кгс/см <sup>2</sup>	Гкал/ч	т/ч
1	T-25/34-3,4/0,12	2011	25,9	35	435	150	1,2	82	100

Основные характеристики котла-утилизатора для утилизационного и комбинированного режимов работы при температуре наружного воздуха +15°С, температуре питательной воды 104°С и атмосферном давлении 0,1033 МПа, приведены в таблице 1.15.

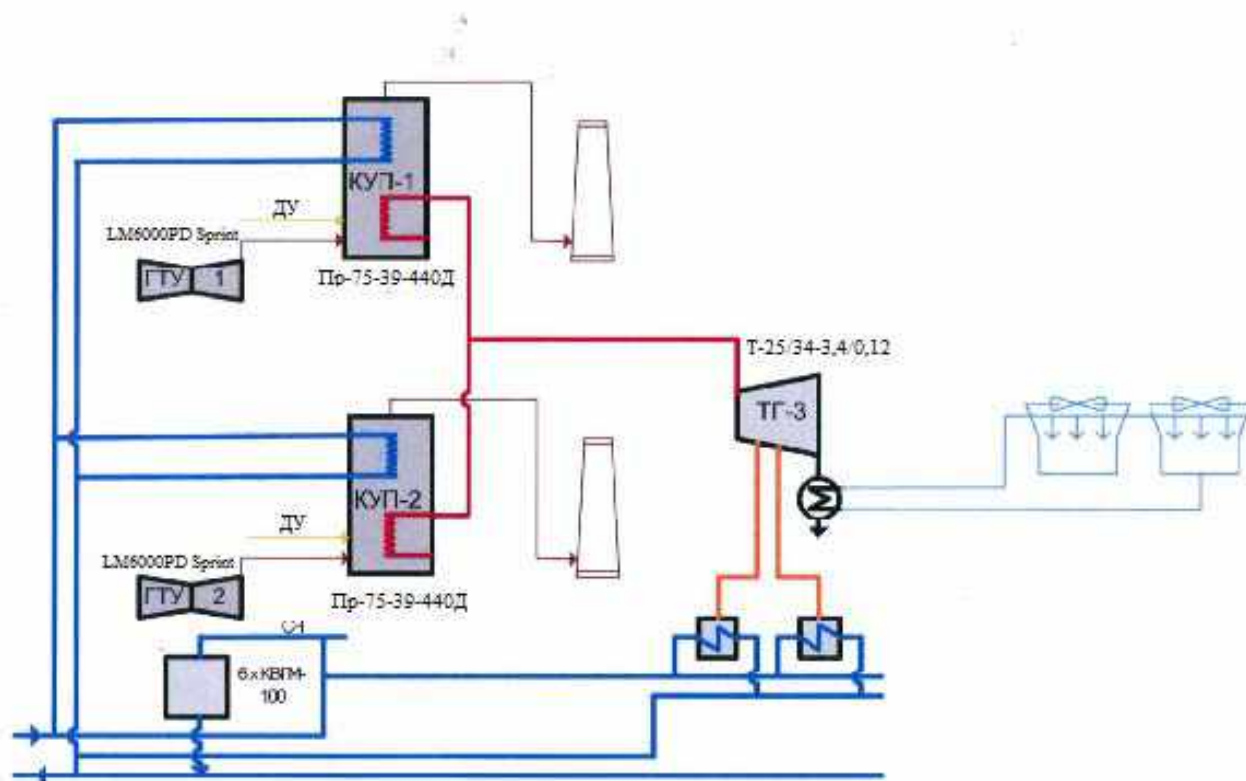
**Таблица 1.15** - Характеристика котла-утилизатора ПП «ТЭЦ СЗР»

Параметр	Режим работы котла-утилизатора	
	Утилизационный	Комбинированный
Нагрузка ГТУ, %	100	100
Температура наружного воздуха, °С	15	15
Расход выхлопных газов за ГТУ, кг/с	127,2	127,2
Расход выхлопных газов за ДУ, кг/с	127,2	127,64
Расход топлива на ДУ, кг/с	0	0,44
Температура выхлопных газов за ГТУ, °С	454	454
Температура выхлопных газов за ДУ, °С	454	594,8
Температура уходящих газов (за ГПСВ), °С	77,13	77,55
Температура воды перед экономайзером, °С	104	104
Температура перегретого пара, °С	428,4	440
Давление в барабане КУ, МПа	4,18	4,21
Давление перегретого пара, МПа	4	4
Паропроизводительность КУ, т/ч	45,25	75,02

В отдельном здании расположена пиковая водогрейная котельная, в которой расположены шесть водогрейных котлов КВГМ-100 и два паровых котла ДЕ-25-14 ГМ. Водогрейные котлы работают в период больших тепловых нагрузок или при остановках в зимний период одного из газотурбинных агрегатов. Два паровых котла предназначены для выработки пара для собственных нужд ПП «ТЭЦ СЗР». Основным топливом для котлов является природный газ, резервным – мазут. Максимальная пропускная способность ГРУ-1 – 33,0 тыс. м<sup>3</sup>/ч, ГРУ-2 – 33,0 тыс. м<sup>3</sup>/ч, пункта подготовки газа (ППГ) ПГУ – 13,0 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Емкость мазутного хозяйства – 4000 т. Технические характеристики водогрейных котлов приведены в таблице 1.16 (Таблица 1.16). Схема выдачи тепловой мощности приведена на рисунке 1.10.

**Таблица 1.16** - Технические характеристики водогрейных котлов

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Вид топлива (основное/резервное)	Установленная мощность котла, Гкал/ч	Дата обследования котла
1	КВГМ-100	1985	газ/мазут	100	26.07.2017
2	КВГМ-100	1985	газ/мазут	100	26.07.2017
3	КВГМ-100	1988	газ/мазут	100	26.07.2017
4	КВГМ-100	1990	газ/мазут	100	26.07.2017
5	КВГМ-100	1993	газ/мазут	100	11.08.2015
6	КВГМ-100	1994	газ/мазут	100	26.07.2017



**Рисунок 1.10** - Схема выдачи тепловой мощности от ПП «ТЭЦ СЗР»

Для охлаждения основного и вспомогательного оборудования ПГУ предусматривается создание самостоятельной оборотной системы охлаждения оборудования.

Основные технические характеристики теплообменного и насосного оборудования станции приведены в таблицах 1.17-1.18.

**Таблица 1.17** - Технические характеристики сетевых подогревателей

Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность, Гкал/ч
ПСВ ст.№1,2	CP75-H-500PIs	ALFA LAVAL VICAR	2011	40
Доохладители конденсата ПСВ ст.№1,2	M10-MFD	ALFA LAVAL VICAR	2011	2,5
Подогреватели замкнутого контура антиобледенительной системы ст.№1,2	T20-PFS	ALFA LAVAL VICAR	2011	12,8
Подогреватели замкнутого контура КУ ст.№1,2	T20-PFS	ALFA LAVAL VICAR	2011	12,8

**Таблица 1.18** - Основные технические характеристики насосного оборудования

Наименование механизма, установки	Тип	Кол-во	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Мощность электродвигателя, кВт
Насосы сетевой воды ст.№1,2,3	ASP 300E-1000/4-400V	3	2000	125	1000
Конденсатные насосы подогревателей сетевой воды ст.№1,2	CR64-3-1A-F-A-E HQQE	2	70	55	15
Насос сетевой воды	СЭ-1250-140-8	3	1250	140	800
Насос сетевой воды	СЭ-1250-140-11	3	1250	140	630
Насосы подпитки теплосети	Д630-90	2	630	90	250

Наименование механизма, установки	Тип	Кол-во	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Мощность электродвигателя, кВт
Насосы подпитки теплосети	Д630-90	2	630	90	320
Насос декарбонизированной воды	Д500-65	1	500	65	90
Насос декарбонизированной воды	Д500-65	1	500	65	160
Насос декарбонизированной воды	СЭ-800-65	1	800	55	200

### **ТЭЦ АО «ТЭСК»**

АО «ТЭСК» владеет на праве собственности источником тепловой и электрической энергии (ТЭЦ АО «ТЭСК») и тепловыми сетями, расположенными на территории жилого района Северный города Курска.

Жилой район Северный включен в Реестр административно-территориальных единиц и населенных пунктов Курской области постановлением Губернатора Курской области от 29.01.2013 № 26-пг. Он входил в состав Нижнемедведицкого сельсовета Курского района.

В 2014 году, после вступления в силу Закона Курской области от 10.06.2014 № 34-ЗКО, территория посёлка вошла в состав города Курска – жилой район Северный Центрального административного округа.

В соответствии с «Проектом планировки территории посёлка Северный Нижнемедведицкого сельсовета Курского района Курской области» посёлок занимает территорию на площади 256,55 га.

Формирование централизованной системы теплоснабжения жилого района Северный города Курска началось в 4 квартале 2013 г. с вводом в эксплуатацию источника централизованного теплоснабжения – ТЭЦ АО «ТЭСК» - 1 очередь строительства.

Фактическая установленная мощность ТЭЦ АО «ТЭСК» на 01.01.2022

- электрическая – 20,3 МВт;
- тепловая – 99,7 Гкал/ч

Общий вид станции показан на рисунке 1.11.



**Рисунок 1.11 - Общий вид ТЭЦ АО «ТЭСК»**

Проектом строительства ТЭЦ предусмотрено несколько очередей ввода в эксплуатацию оборудования в зависимости от темпов застройки жилого района Северный города Курска. Основные характеристики ТЭЦ АО «ТЭСК» в соответствии с проектом:

- электрическая мощность ТЭЦ 23,3 МВт, состоящая из 12-ти газопоршневых установок (ГПУ) типа «MTU»20V4000L номинальной электрической мощностью по 1,948/2,141 МВт каждая, в комплекте с системой утилизации тепла суммарной тепловой мощностью 23,14 Гкал/ч и вспомогательным оборудованием. Система утилизации тепла ГПУ включает два контура охлаждения. В первом (низкотемпературный контур) предусмотрена постоянная циркуляция теплоносителя (40% пропиленгликоль). При недостаточном охлаждении ГПУ предусмотрен аварийный сброс тепла во втором контуре охлаждения (высокотемпературный контур).
- Пиковая котельная (ПВК) состоит из 2-х водогрейных котлов «Eurotherm-11/150» производства ОАО «Вольф Энерджи Солюшен» номинальной тепловой мощностью 10 Гкал/час и 2-х водогрейных котлов «Eurotherm-35/150» производства ОАО «Вольф Энерджи Солюшен» номинальной тепловой мощностью 30,1 Гкал/час. Котлы оборудованы вспомогательным оборудованием и горелочными устройствами фирмы «IBS».

Суммарная проектная тепловая мощность ТЭЦ АО «ТЭСК» – 103,137 Гкал/ч. Ввод 1-ой очереди в эксплуатацию был осуществлен в 2013 году. Фактическая установленная электрическая мощность ТЭЦ АО «ТЭСК» на 01.01.2022 20,3 МВт, а тепловая – 99,7 Гкал/ч.

На момент написания схемы теплоснабжения на ТЭЦ установлено десять газопоршневых установок «MTU» 20V4000L, в комплекте с системой утилизации тепла, и четыре водогрейных котла: 2-х водогрейных котлов «Eurotherm-11/150» производства ОАО «Вольф Энерджи Солюшен» номинальной тепловой мощностью 10 Гкал/час 2-х водогрейных котлов «Eurotherm-35/150» производства ОАО «Вольф Энерджи Солюшен» номинальной тепловой мощностью 30,1 Гкал/час. Сведения, об основных технических характеристиках газопоршневых установок и систем утилизации тепла станции, приведены в таблице 1.19.

**Таблица 1.19** - Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника комбинированной выработки

Ст. №	Турбоагрегат	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см²	Темпера тура острого пара, °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
1	ГПУ №1,	МТУ	2013 г.	1,948	1,928	-	-	-	-
	зав.№ 528102124								
2	ГПУ №2,	МТУ	2013 г.	1,948	1,928	-	-	-	-
	зав.№ 528102134								
3	ГПУ №3,	МТУ	2013 г.	1,948	1,928	-	-	-	-
	зав.№ 528102125								
4	ГПУ №4,	МТУ	2013 г.	1,948	1,928	-	-	-	-
	зав.№ 528102167								
5	ГПУ №5,	МТУ	2017 г.	1,948	1,928	-	-	-	-
	зав.№ 528102641								
6	ГПУ №6,	МТУ	2017 г.	1,948	1,928	-	-	-	-
	зав.№ 528102640								
7	ГПУ №7	МТУ	2019 г.	2,141	1,992	-	-	-	-
	зав.№ 528104121								
8	ГПУ №8	МТУ	2019 г.	2,141	1,992	-	-	-	-
	зав.№ 528104110								
9	ГПУ №9	МТУ	2019 г.	2,141	1,992	-	-	-	-
	зав.№ 528104854								
10	ГПУ №10	МТУ	2019 г.	2,141	1,992	-	-	-	-
	зав.№ 528104857								
ИТОГО:				20,252	19,536				

**Таблица 1.20** - Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника комбинированной выработки

Ст. №	Тип (марка) котла	Год установки котла	Вид топлива (основное/резервное)	Установленная мощность котла, Гкал/ч	КПД котла, %	Располагаемая мощность котла, Гкал/ч	Дата обследования котла
1	Котел водогрейный тип Eurotherm 10 KB-ГМ-11,63-150H	2013	Газ/ДТ	10,0	91,9	10,0	15.09.2019
2	Котел водогрейный тип Eurotherm 10 KB-ГМ-11,63-150H	2013	Газ/ДТ	10,0	92	10,0	15.09.2019
3	Котел водогрейный тип Eurotherm 35 KB-ГМ-35-150H	2016	Газ/ДТ	30,1	91,2	30,1	15.12.2020
4	Котел водогрейный тип Eurotherm 35 KB-ГМ-35-150H	2019	Газ/ДТ	30,1	91,2	30,1	08.04.2021

На ТЭЦ АО «ТЭСК» установлена резервная дизельная установка - ДГУ Int 2000 DCT пиковой электрической мощностью 2 МВт для возможности первого пуска ГПУ и обеспечения работы котельной, а также для обеспечения нагрузки первой категории (лифты, пожарная сигнализация).

Основным видом топлива является природный газ, резервное топливо – легкое жидкое топливо.

Тепловая сеть двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения – закрытая. Теплоноситель от источника тепловой энергии поступает в индивидуальные тепловые пункты



ИТП, расположенные в каждом жилом доме и оборудованные приборами учета тепловой энергии. Внутридомовые сети и ИТП находятся в ведении управляющей компании.

Договорная тепловая нагрузка внешних потребителей с горячей водой по состоянию на 01.01.2022 года составляет 96,0 Гкал/ч.

Выдача тепла осуществляется по температурному графику 130/70°C со срезкой на 70°C при 0°C. Отпуск тепла от ТЭЦ в тепловую сеть осуществляется по трем выводам с диаметрами головных участков  $D_u=530$  мм, оснащенным аттестованными приборами учета отпуска тепла.

Нагрев сетевой воды производится водогрейными котлами и когенерационными установками. В качестве сетевой и подпиточной воды используется умягченная и деаэрированная водопроводная вода питьевого качества. Умягчение производится в установках серии «SOF», деаэрация производится в струйно-вихревом деаэраторе. Деаэрационная установка состоит из двух деаэраторов и двух эжекторов. Принцип действия схемы деаэраторов основан на «начальном эффекте», суть которого состоит в выделении растворенных в воде газов в результате мгновенного вскипания перегретой воды при ее распылении под вакуумом – это приводит к выделению кислорода из капелек воды в поток выпара и снижению концентрации растворенного кислорода в воде.

Для осуществления деаэрации в тепловой сети предусмотрен струйный вихревой деаэратор. Деаэратор позволяет производить деаэрацию при температуре ниже 100°C. Перед деаэратором установлен 3-ходовой смесительный линейный клапан с электроприводом, позволяющий поддерживать необходимую температуру 80°C. Для обеспечения вакуума и отвода выпара в бак рабочей воды перед деаэратором установлен водоструйный эжектор. Глубина вакуума, создаваемого эжектором, обеспечивается насосами рабочей воды.

Насосы рабочей воды подают воду из бака рабочей воды на два потока. Один поток – на вход двух вакуумных водоструйных эжекторов, второй – на пластинчатые теплообменники с целью поддержания необходимой температуры для осуществления вакуумной деаэрации. Температура деаэрируемой воды поддерживается регулировкой расхода греющего теплоносителя через подогреватели.

При работе системы происходит многократная циркуляция воды через деаэратор, что обеспечивает ее глубокую деаэрацию. Неконденсируемые газы удаляются при помощи вакуумного эжектора в бак рабочей воды.

При ненормативном расходе подпиточной воды предполагается дозирование реагента в подпиточный трубопровод, обеспечивая связывание растворенного кислорода. Также предусмотрена линия аварийной подпитки сырой водой при расходе подпиточной воды выше расчетного.

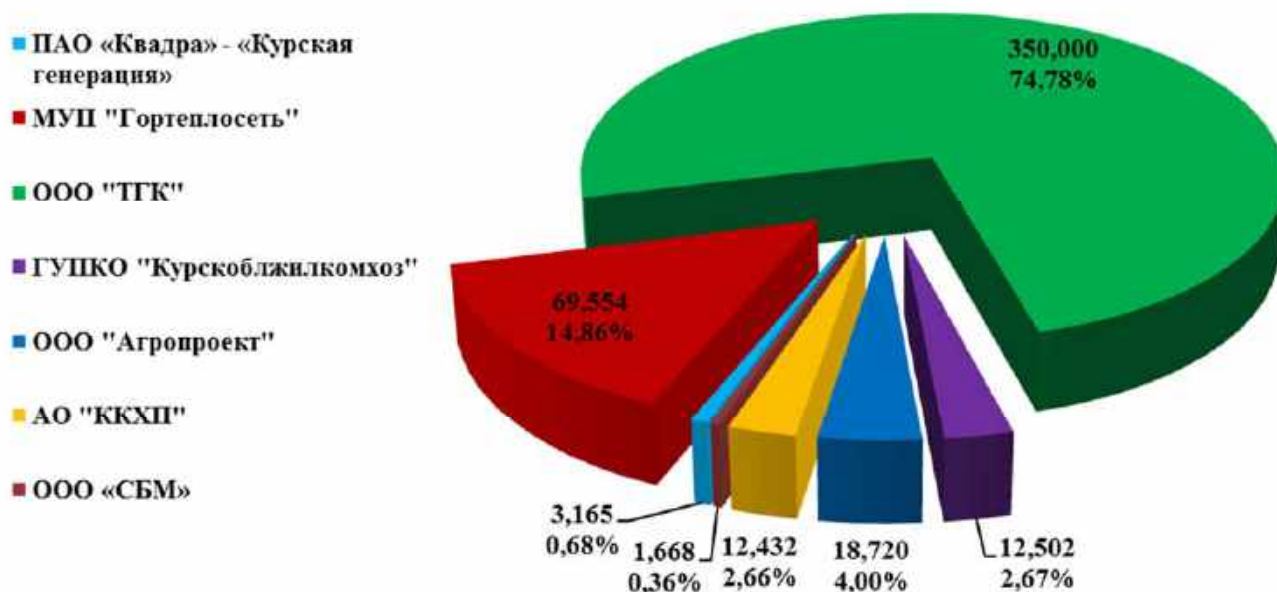
На ТЭЦ АО «ТЭСК» установлены четыре насоса исходной воды KV50/3 «DAB», четыре насоса химочищенной воды KV50/3 «DAB» и четыре насоса деаэрированной воды два типа CP 65-7350/A/BAQE/22 «DAB» и два – CP 65-6750/A/BAQE/22 «DAB».

#### **Муниципальные и ведомственные котельные**

В системах централизованного теплоснабжения потребителей городского округа Курск помимо четырех теплоэлектроцентралей, функционирует еще 38 котельных суммарной установленной тепловой мощностью 468,041 Гкал/час. Из этих котельных 15 котельных находятся в хозяйстве МУП «Гортеплосеть», 2 из них арендованы и эксплуатируются филиалом ПАО «Квадра» – «Курская генерация». 1 котельная – на балансе ООО «ТГК», 10 котельных в хозяйстве ГУПКО «Курскоблжилкомхоз», 10 котельных в собственности ООО «Агропроект», 1 котельная принадлежит АО «ККХП» и 1 котельная – ООО «СБМ». Кроме того, помимо 38 котельных две котельные

ул. Экспедиционная и ул. Сумская, д.45, арендованные филиалом ПАО «Квадра»-«Курская генерация» у МУП «Гортеплосеть», в схеме не рассматриваются.

Распределение установленной мощности котельных по теплоснабжающим организациям представлено на рисунке 1.12.



**Рисунок 1.12** - Распределение установленной мощности котельных по теплоснабжающим организациям

Сведения, об установленном основном оборудовании на источниках тепловой энергии (котельных) городского округа Курск, полученные от теплоснабжающих организаций, приведены в таблице 1.21.

**Таблица 1.21** - Основное оборудование на источниках тепловой энергии (котельных) теплоснабжающих организаций

Наименование и адрес источника	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки (кап. ремонта)	Тип котла	Температурный график работы котельной, °С	Установленная тепловая мощность. Гкал/ч	КПД котлов "брутто" по РК, %	
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»								
Котельная "ул. Ломоносова, 44"	Универсал-5М	газ/нет	1969	В	95/70 со срезкой 70°С при -8,2°С	0,292	0,585	86,84%
	Универсал-5М		1969	В		0,292		86,84%
Котельная "ЛОК УВД" Урочище "Солянка"	КВа-1,0Гн	газ/нет	2012	В	95/70	0,860	2,580	87,32%
	КВа-1,0Гн		2001	В		0,860		83,74%
	КВа-1,0Гн		0,12	В		0,860		80,08%
МУП «Гортеплосеть»								
Котельная "Косиново" п. Косиново	ДКВР 6,5-13	газ/мазут	1998	П	95/70	3,673	11,019	90,30%
	ДКВР 6,5-13		1981	П		3,673		89,50%
	ДКВР 6,5-13		1997	П		3,673		90,10%
Котельная "ул. Пирогова, 14"	Е1/9Г	газ/нет	1988	П	95/70	0,611	2,445	78,02%
	Е1/9Г		1988	П		0,611		80,85%
	Е1/9Г		1988	П		0,611		80,17%
	Е1/9Г		1988	П		0,611		80,48%
Котельная "ул.	Универсал-6	газ/нет	2004	В	95/70	0,395	0,790	83,40%

Наименование и адрес источника	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки (кап. ремонта)	Тип котла	Температурный график работы котельной, °С	Установленная тепловая мощность. Гкал/ч		КПД котлов "брутто" по РК, %
Скорятина, 29"	Универсал-6		2004	В		0,395		85,19%
Котельная "Южный пер., 16"	PREXAL 500	газ/нет	2002	В	95/70	0,430	1,505	91,80%
	PREXAL 500		2002	В		0,430		91,70%
	KB-ГМ-0,75-115		2008	В		0,645		91,67%
Котельная "Москва"	Минск-1	газ/нет	2015	В	95/70	0,671	4,341	86,00%
	Тула-3		1981	В		0,860		82,30%
	Тула-3		1981	В		0,860		80,90%
	Тула-3		1981	В		0,860		83,80%
	Братск-1Г		1988	В		0,545		83,80%
	Братск-1Г		1990	В		0,545		83,80%
Котельная "Поликлиника №5" ул. В. Казацкая, 152	BAXI LUNA Duo-tec MP 1.7	газ/нет	2020	В	95/70	0,060	0,120	91,63%
	BAXI LUNA Duo-tec MP 1.7		2020	В		0,060		91,72%
Котельная "Школа №9" ул. В. Казацкая, 196	BAXI LUNA Duo-tec MP 1.9	газ/нет	2020	В	95/70	0,077	0,232	91,63%
	BAXI LUNA Duo-tec MP 1.9		2020	В		0,077		91,72%
	BAXI LUNA Duo-tec MP 1.9		2020	В		0,077		91,46%
Котельная "Школа №12" ул. Полевая, 17	КЧМ-3ДГ	газ/нет	1996	В	95/70	0,046	0,232	90,88%
	КЧМ-3ДГ		1996	В		0,046		90,76%
	КЧМ-3ДГ		1996	В		0,046		91,22%
	КЧМ-3ДГ		1996	В		0,046		91,46%
	КЧМ-3ДГ		1996	В		0,046		91,11%
Котельная "ул. Литовская, 95/6"	KB-ГМ-2,32-95H	газ/нет	2005	В	95/70 со срезкой 70°С при -8,2°С	1,995	6,200	93,10%
	KB-ГМ-2,32-95H		2005	В		1,995		92,70%
	KB-ГМ-2,32-95H		2005	В		1,995		92,70%
	KB-ГМ-0,25-115H		2005	В		0,215		93,00%
Котельная "Интернат №4" ул. Ильича, 31А	KB-2У 400/420	газ/нет	2004	В	95/70	0,360	0,720	93,40%
	KB-2У 400/420		2004	В		0,360		93,70%
Котельная д/сада №7 Пр-т Ленинского Комсомола, 66	RIELLO RTQ-297	газ/нет	2015	В	95/70 со срезкой 70°С при -8,2°С	0,255	0,511	91,10%
	RIELLO RTQ-297		2015	В		0,255		90,30%
Котельная, 113 кв., ул. ВЧК	ТВГ-8М	газ/нет	1976	В	150/70 со срезкой 65°С при 2,34°С	8,000	38,000	87,33%
	KB-ГМ-10-150		1988	В		10,000		90,40%
	KB-ГМ-20-150		1993	В		20,000		90,45%
Котельная "ул. Понизовка, 52"	Тула-3	газ/нет	1968	В	95/70	0,860	3,440	84,93%
	Тула-3		1968	В		0,860		84,78%
	Тула-3		1968	В		0,860		84,98%
	Тула-3		1968	В		0,860		84,83%
ООО «ТГК»								
Котельная ООО "ТГК"	ПТВМ-50	газ/мазут	1971	В	150/70 со срезкой 70°С при +3°С	50,000	350,000	91,46%
	ПТВМ-50		1971	В		50,000		91,57%
	ПТВМ-50		2003	В		50,000		91,34%
	KBГМ-100		1981	В		100,000		92,84%
	KBГМ-100		1982	В		100,000		90,48%
ГУПКО «Курскоблжилкомхоз»								

Наименование и адрес источника	Наименование котла	Вид топлива основное / ре- зервное	Год установки (кап. ремонта)	Тип котла	Температурный график работы котельной, °С	Установленная тепловая мощ- ность. Гкал/ч		КПД котлов "брутто" по РК, %
Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	Десна-0,5г	газ/нет	2004	В	95/70	0,430	0,860	93,70%
	Десна-0,5г	газ/нет	2004	В	95/70	0,430		93,70%
Котельная ОГУЗ "ОДКИБ" ул. Сумская	КВ-1,25М	газ/нет	2005	В	95/70	1,075	3,225	95,40%
	КВ-1,25М	газ/нет	2005	В	95/70	1,075		95,50%
	КВ-1,25М	газ/нет	2005	В	95/70	1,075		95,70%
Котельная "СОШ №11" ул. Антокольского, 1	Ишма-100	газ/нет	2005	В	95/70	0,086	0,258	94,70%
	Ишма-100	газ/нет	2005	В	95/71	0,086		94,40%
	Ишма-100	газ/нет	2005	В	95/72	0,086		94,60%
Котельная "СОШ №16" ул. 2-ая Стрелецкая, 46	Ишма-80	газ/нет	2006	В	95/70	0,069	0,276	95,30%
	Ишма-80	газ/нет	2006	В	95/70	0,069		95,50%
	Ишма-80	газ/нет	2006	В	95/70	0,069		95,20%
	Ишма-80	газ/нет	2006	В	95/70	0,069		95,50%
Котельная "СОШ №37" ул. Каширцева, 54	Ишма-100	газ/нет	2008	В	95/70	0,086	0,258	94,50%
	Ишма-100	газ/нет	2008	В	95/70	0,086		94,70%
	Ишма-100	газ/нет	2008	В	95/70	0,086		94,40%
Котельная Спорт-комплекса ул. Веспремская, 9	Megaprex-500	газ/нет	2008	В	95/70	0,430	0,860	96,40%
	Megaprex-500	газ/нет	2008	В	95/70	0,430		96,50%
Котельная "Школа-интернат №3" ул. Смородиновая	ВПКГ-0,5	газ/нет	2003	В	95/70	0,430	1,290	94,30%
	ВПКГ-0,5	газ/нет	2003	В	95/70	0,430		94,20%
	ВПКГ-0,5	газ/нет	2003	В	95/70	0,430		94,40%
Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	КВ-1,25Г	газ/нет	2003	В	95/70	1,075	3,225	94,30%
	КВ-1,25Г	газ/нет	2003	В	95/70	1,075		94,20%
	КВ-1,25Г	газ/нет	2003	В	95/70	1,075		94,40%
Котельная "Конноспортивная СОШ" ул. Магистральная, 42а	BuderusLoganoS K-755	газ/нет	2019	В	95/70	0,645	1,290	96,40%
	BuderusLoganoS K-756	газ/нет	2019	В	95/70	0,645		96,60%
Котельная ОК-ПТД ул. Пушкарная, 2	SCHUSTER SKD	газ/нет	2018	В	95/70	0,318	0,955	96,40%
	SCHUSTER SKD	газ/нет	2018	В	95/70	0,318		96,60%
	SCHUSTER SKD	газ/нет	2018	В	95/70	0,318		96,50%
ООО «Агропроект»								
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 23"	Vitoplex 100	газ/нет	2019	В	95/70	1,350	2,470	98,00%
	Vitoplex 100	газ/нет	2019	В	95/70	1,120		98,00%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 27"	STM ENERGY	газ/нет	2019	В	95/70	1,000	2,000	98,00%
	STM ENERGY	газ/нет	2019	В	95/70	1,000		98,00%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 29"	Vitoplex 100	газ/нет	2019	В	95/70	0,950	1,900	98,00%
	Vitoplex 100	газ/нет	2019	В	95/70	0,950		98,00%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 35"	Vitoplex 100	газ/нет	2018	В	95/70	1,340	2,460	97,00%
	Vitoplex 100	газ/нет	2018	В	95/70	1,120		97,00%
Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	STM ENERGY	газ/нет	2018	В	95/70	1,000	2,000	98,00%
	STM ENERGY	газ/нет	2018	В	95/70	1,000		98,00%
Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	Vitoplex 100	газ/нет	2019	В	95/70	0,410	0,820	98,00%
	Vitoplex 100	газ/нет	2019	В	95/70	0,410		98,00%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 11"	Vitoplex 100	газ/нет	2020	В	95/70	1,350	2,700	98,00%
	Vitoplex 100	газ/нет	2020	В	95/70	1,350		98,00%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 13"	Vitoplex 100	газ/нет	2020	В	95/70	0,780	1,560	98,00%
	Vitoplex 100	газ/нет	2020	В	95/70	0,780		98,00%
Котельная "пр-т	Vitoplex 101	газ/нет	2020	В	95/70	0,780	1,560	98,00%

Наименование и адрес источника	Наименование котла	Вид топлива основное / резервное	Год установки (кап. ремонта)	Тип котла	Температурный график работы котельной, °С	Установленная тепловая мощность. Гкал/ч		КПД котлов "брутто" по РК, %
Н. Плевицкой, 15"	Vitoplex 102	газ/нет	2020	В	95/70	0,780	1,240	98,00%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 17"	Vitoplex 100	газ/нет	2020	В	95/70	0,620		98,00%
	Vitoplex 100	газ/нет	2020	В	95/70	0,620		98,00%
АО «ККХП»								
Котельная АО "ККХП" Магистральный пр., 22Г	ДЕ-6,5/14	газ/нет	1989	П	95/70	3,673	12,432	90,80%
	ДЕ-6,5/14	газ/нет	1989	П	95/70	3,673		90,80%
	ДЕ-6,5/14	газ/нет	2014	П	95/70	3,673		90,80%
	ДСЕ-2,5/14	газ/нет	2007	П	95/70	1,413		90,80%
ООО «СБМ»								
Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	ELLPREX-970	газ/нет	2015	В	95/70	0,834	1,668	98,00%
	ELLPREX-970	газ/нет	2015	В	95/70	0,834		98,00%

Основной парк котельного оборудования представлен котлами различной мощности отечественных производителей – ПТВМ, ДКВр, КВГМ, Универсал, Тула, и др.

Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов отсутствуют. Согласно СО153-34.17.469-2003, срок службы паровых водотрубных котлов составляет 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет.

Исходя из данных о годе ввода в эксплуатацию котельного оборудования, приведенных выше в таблице, на большей части муниципальных котельных не исключены проблемы со сверхнормативным износом котельного оборудования.

### 1.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Теплофикация – это централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях. Термодинамическая эффективность производства электроэнергии по теплофикационному циклу обусловлена исключением отвода тепла в окружающую среду, неизбежного при производстве электроэнергии по конденсационному циклу.

В настоящее время, на территории городского округа Курск, действуют четыре источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии: Курская ТЭЦ-1, Курская ТЭЦ-4, Курская ПП «ТЭЦ СЗР» эксплуатируемые ОАО «Квадра»-«Курская генерация» и ТЭЦ АО «ТЭСК» эксплуатируемая АО «Теплоэнергосбытовая компания».

Параметры установленной электрической и тепловой мощности источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии приведены в таблице (Таблица 1.22), а для котельных, приведены в таблице 1.22 п/п 1.2.1.

**Таблица 1.22** - Параметры установленной тепловой и электрической мощности теплофикационного оборудования

Наименование и адрес источника	Тип (марка) оборудования	Установленная электрическая мощность	Установленная тепловая мощность		
		МВт	Гкал/ч		
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»					
Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола,	ПТ-60-90/13	60	125,0	139	904,0
	ПТ-65/75-90/13	65		165	
	КВГМ-100	-		100	

Наименование и адрес источника	Тип (марка) оборудования	Установленная электрическая мощность		Установленная тепловая мощность	
		МВт		Гкал/ч	
д.20	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	P-6-35/10	4,8	4,8	44	395,0
	ПТBM-50	-		44	
	ПТBM-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	ГТ LM 6000PD SPRINT	45,3	116,9		710,0
	ГТ LM 6000PD SPRINT	45,7			
	T-25/34-3,4/0,12	25,9		82,0	
	Пр-75-39-440 Д	-		14,0	
	Пр-75-39-440 Д	-		14,0	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
	КВГМ-100	-		100	
АО "Теплоэнергосбытовая компания"					
ТЭЦ АО "ТЭСК"	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948	20,252	1,928	99,7
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«MTU» 20V4000L+система утилизации тепла	1,948		1,928	
	«Eurotherm-11/150»	-		10	
	«Eurotherm-11/150»	-		10	
	«Eurotherm-35/150»	-		30,1	
	«Eurotherm-35/150»	-		30,1	

### 1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Ограничение и отключение потребителей тепловой энергии применяется при возникновении недостатка тепловой мощности на источниках тепла, а также при недостаточном гидравлическом напоре в сети, во избежание недопустимых условий работы оборудования, для предотвращения возникновения и развития аварий, для их ликвидации и для исключения неорганизованных отключений потребителей.

До начала отопительного периода должны составляться графики ограничений и отключений абонентов, обеспечивающие локализацию аварийных ситуаций, предотвращение длительного и глубокого нарушения гидравлического и теплового режимов систем теплоснабжения. Графики ограничения тепловой нагрузки (Гкал/час, т/час) и отпуск тепла (Гкал) в горячей воде, вводимые при недостатке тепловой мощности или топлива, разрабатываются в нескольких вариантах с раз-

бивкой величин снижаемой мощности по ограничению, их очередность в зависимости от сложившихся условий. В графиках ограничения по нагрузке и по тепловой энергии указываются параметры по каждому виду теплоносителя.

Потребители располагаются в графиках ограничений и отключений в порядке их ответственности и народнохозяйственного значения, сначала наименее ответственные, затем наиболее ответственные.

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом мощности, не реализуемой по техническим причинам. Причиной снижения тепловой мощности оборудования может быть и эксплуатация оборудования на продленном техническом ресурсе за счет снижения параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлах и др.

Параметры располагаемой тепловой мощности источников тепла и ограничения тепловой мощности определялись на основании предоставленных режимных карт котлов и фактической тепловой мощности установленного основного оборудования на источниках тепла.

Ограничения тепловой мощности и располагаемой тепловой мощности источников тепла приведены в таблице 1.23.

**Таблица 1.23 - Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла**

Наименование и адрес источника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепловой мощности источника	
			Гкал/ч	%
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»				
ПП "Курская ТЭЦ-1", г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	904,000	724,500	179,500	19,86%
ПП "Курская ТЭЦ-4", г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	395,000	244,900	150,100	38,00%
Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	707,600	504,500	203,100	28,70%
Котельная "ул. Ломоносова, 44"	0,585	0,452	0,133	22,74%
Котельная "ЛОК УВД" Урочище "Солянка"	2,580	0,853	1,727	66,94%
МУП "Гортеплосеть"				
Котельная "Косиново" п. Косиново	11,019	9,850	1,169	10,61%
Котельная "ул. Пирогова, 14"	2,445	2,008	0,437	17,87%
Котельная "ул. Скорятин, 29"	0,790	0,719	0,071	8,99%
Котельная "Южный пер., 16"	1,505	1,220	0,285	18,94%
Котельная "Моква", д. 1-я Моква	4,340	2,154	2,186	50,37%
Котельная детской поликлиники №5, ул. В. Казацкая, 152	0,120	0,120	0,000	0,33%
Котельная школы №9, ул. В. Казацкая, 196	0,232	0,232	0,000	0,00%
Котельная школы №12, ул. Полевая, 17	0,232	0,215	0,017	7,33%
Котельная "ул. Литовская, 95"	6,200	6,062	0,138	2,23%
Котельная "ул. Ильича, 31А"	0,720	0,716	0,004	0,56%
Котельная д/сада №7, пр-т Ленинского Комсомола, 66	0,511	0,472	0,039	7,63%
Котельная "113 кв.", ул. ВЧК	38,000	31,880	6,120	16,11%
Котельная "ул. Понизовка, 52"	3,440	3,424	0,016	0,47%
ООО "ТГК"				
Котельная ООО "ТГК"	350,000	248,500	101,500	29,00%
АО "ТЭСК"				
ТЭЦ АО "ТЭСК"	99,736	99,736	0,000	0,00%

Наименование и адрес источника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепловой мощности источника	
			Гкал/ч	%
ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"				
Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	0,860	0,786	0,074	8,60%
Котельная ОГУЗ "ОДКИБ" ул. Сум- ская	3,225	1,976	1,249	38,73%
Котельная "СОШ №11" ул. Анто- кольского, 1	0,258	0,236	0,022	8,53%
Котельная "СОШ №16" ул. 2-ая Стре- лецкая, 46	0,276	0,253	0,023	8,33%
Котельная "СОШ №37" ул. Каширце- ва, 54	0,258	0,240	0,018	6,98%
Котельная Спорткомплекса ул. Веспремская, 9	0,860	0,803	0,057	6,63%
Котельная "Школа-интернат №3" ул. Смородиновая	1,290	1,167	0,123	9,53%
Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	3,230	2,919	0,311	9,63%
Котельная "Конноспортивная СОШ" ул. Магистральная, 42а	1,290	1,267	0,023	1,78%
Котельная ОКПТД ул. Пушкарная, 2	0,955	0,942	0,013	1,36%
ООО "Агропроект"				
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 23"	2,470	2,435	0,035	1,42%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 27"	2,000	1,972	0,028	1,40%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 29"	1,900	1,873	0,027	1,42%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 35"	2,470	2,423	0,047	1,90%
Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	2,000	1,962	0,038	1,90%
Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	0,820	0,808	0,012	1,46%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 11"	2,700	2,674	0,026	0,96%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 13"	1,560	1,545	0,015	0,96%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 15"	1,560	1,545	0,015	0,96%
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 17"	1,240	1,228	0,012	0,97%
АО «ККХП»				
Котельная АО «ККХП» Магистраль- ный пр., 22Г	12,432	10,938	1,494	12,02%
ООО "СБМ"				
Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	1,668	1,613	0,055	3,30%
ВСЕГО	2574,377	1924,118	650,259	25,26%

### **Выводы:**

Видно, что на момент разработки схемы теплоснабжения:

1. На источниках осуществляющие выработку тепловой и электрической энергии в комбинированном цикле имеются ограничения установленной тепловой мощности на водогрейных котлах.
2. На муниципальных котельных городского округа Курск практически у всех котельных агрегатов, вне зависимости от года установки, согласно предоставленным режимным картам, имеется ограничение тепловой мощности.
3. Ограничение установленной тепловой мощности имеют в основном котлы, выработавшие свой нормативный срок эксплуатации. Ограничение у этих котлов в основном связано с моральным и физическим износом основного оборудования и недостаточным объемом, и качеством проводимых капитально-восстановительных ремонтов.



4. Расхождение располагаемой тепловой мощности от установленной мощности имеют, также и котлы, у которых имеется запас по парковому ресурсу. Вероятнее всего, это связано с недостаточным объемом и качеством проводимых капитальных и текущих ремонтов, а также отсутствием периодически проводимых работ по режимно-наладочным испытаниям котлов для достижения номинальной нагрузки.

5. В целом, по городскому округу Курск, при установленной мощности источников тепла централизованного теплоснабжения 2574,377 Гкал/ч ограничение тепловой мощности источников тепла, по своему техническому состоянию, составляет 25,26%.

6. Техническое состояние генерирующего оборудования не является критическим. За счёт своевременного проведения ремонтов, должного уровня эксплуатации и обслуживания, организованного в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, оборудование сможет обеспечить несение подключённых к источникам нагрузок в течение ближайших 10-15 лет.

7. Котельные ГУПКО «Курскоблжилкомсервис», ООО «Агропроект» и АО «ККХП» не имеют ограничений установленной мощности.

#### **1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто**

Под собственными нуждами источников тепловой энергии понимают затраты произведенной тепловой энергии на поддержание работоспособности различных индивидуальных механизмов турбин и котельных агрегатов, общестанционных механизмов турбинного и котельного цехов, на отопление здания котлотурбинного цеха, на продувку котлов, на ХВО, на хозяйственно-бытовые нужды, для нужд мазутного хозяйства и на прочие технологические нужды.

Для Курской ТЭЦ-1 потребность собственных нужд в паре 13 кгс/см<sup>2</sup> обеспечивается от станционного коллектора 13 кгс/см<sup>2</sup>, а потребность собственных нужд в паре 1,2 кгс/см<sup>2</sup> обеспечивается от двух редуционных охлаждающих установок РОУ-13/1,2, подключенных к общему станционному коллектору 13 кгс/см<sup>2</sup>. На ТЭЦ-4 для собственных нужд установлено три редуционно-охлаждающих устройства РОУ-1, РОУ-3 и РОУ-4. Для обеспечения собственных нужд на ПП «ТЭЦ СЗР» установлены два паровых котла ДЕ-25-14ГМ.

Мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто тепловых источников в базовом 2021 году приведены в таблице 1.24.

**Таблица 1.24** - Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников тепла

Адрес источника	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хоз. нужды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч
	Гкал/ч	Гкал/ч	% от располагаемой мощности	
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»				
Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	724,500	57,440	7,93%	667,060
Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	244,900	8,100	3,31%	236,800

Адрес источника	Располагаемая тепловая мощ- ность	Расход тепла на собственные и хоз. нужды		Тепловая мощ- ность котельной нетто, Гкал/ч
	Гкал/ч	Гкал/ч	% от располага- емой мощности	
Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	504,500	39,500	7,83%	465,000
Котельная "ул. Ломоносова, 44"	0,452	0,017	3,76%	0,435
Котельная "ЛОК УВД" Урочище "Солянка"	0,853	0,020	2,34%	0,833
<b>Итого:</b>	<b>1475,205</b>	<b>105,077</b>	<b>7,12%</b>	<b>1370,128</b>
<b>МУП "Гортеплосеть"</b>				
Котельная "Косиново" п. Косиново	9,850	0,110	1,12%	9,740
Котельная "ул. Пирогова, 14"	2,008	0,017	0,85%	1,991
Котельная "ул. Скорятина, 29"	0,719	0,020	2,78%	0,699
Котельная "Южный пер., 16"	1,220	0,006	0,49%	1,214
Котельная "Моква"	2,154	0,015	0,70%	2,139
Котельная "Поликлиника №5" ул. В. Казацкая, 152	0,120	0,001	0,83%	0,119
Котельная "Школа №9" ул. В. Казац- кая, 196	0,232	0,003	1,29%	0,229
Котельная "Школа №12" ул. Полевая, 17	0,215	0,003	1,40%	0,212
Котельная "ул. Литовская, 95/6"	6,062	0,010	0,16%	6,052
Котельная "Интернат №4" ул. Ильи- ча, 31А	0,716	0,005	0,70%	0,711
Котельная д/сада №7 Пр-т Ленинско- го Ккомсомола, 66	0,472	0,000	0,08%	0,472
Котельная "113 кв." ул. ВЧК	31,880	0,200	0,63%	31,680
Котельная "ул. Понизовка, 52"	3,424	0,010	0,29%	3,414
<b>Итого:</b>	<b>59,072</b>	<b>0,400</b>	<b>0,68%</b>	<b>58,672</b>
<b>ООО "ТГК"</b>				
Котельная ООО "ТГК"	248,500	0,52	0,21%	247,980
<b>АО "ТЭСК"</b>				
ТЭЦ АО "ТЭСК"	99,736	0,2	0,20%	99,536
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>				
Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	0,786	0,019	2,42%	0,767
Котельная ОГУЗ "ОДКИБ" ул. Сум- ская	1,976	0,087	4,40%	1,889
Котельная "СОШ №11" ул. Анто- кольского, 1	0,236	0,011	4,66%	0,225
Котельная "СОШ №16" ул. 2-ая Стре- лецкая, 46	0,253	0,011	4,35%	0,242
Котельная "СОШ №37" ул. Каширце- ва, 54	0,240	0,012	5,00%	0,228
Котельная Спорткомплекса ул. Веспремская, 9	0,803	0,006	0,75%	0,797
Котельная "Школа-интернат №3" ул. Смородиновая	1,167	0,100	8,57%	1,067
Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	2,919	0,019	0,65%	2,900
Котельная "Конноспортивная СОШ" ул. Магистральная, 42а	1,267	0,010	0,79%	1,257
Котельная ОКПТД ул. Пушкарная, 2	0,942	0,011	1,17%	0,931
<b>Итого:</b>	<b>10,589</b>	<b>0,286</b>	<b>2,70%</b>	<b>10,303</b>
<b>ООО "Агропроект"</b>				
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 23"	2,435	0,024	1,00%	2,411
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 27"	1,972	0,020	0,99%	1,952

Адрес источника	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хозяйственные нужды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч
	Гкал/ч	Гкал/ч	% от располагаемой мощности	
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 29"	1,873	0,019	1,01%	1,854
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 35"	2,423	0,024	0,99%	2,399
Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	1,962	0,020	1,01%	1,942
Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	0,808	0,008	0,94%	0,800
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 11"	2,674	0,000	0,00%	2,674
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 13"	1,545	0,015	1,00%	1,530
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 15"	1,545	0,015	0,95%	1,530
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 17"	1,228	0,013	1,02%	1,215
<b>Итого:</b>	<b>18,465</b>	<b>0,000</b>	<b>0,00%</b>	<b>18,308</b>
<b>АО "ККХП"</b>				
Котельная АО "ККХП" Магистральный пр., 22Г	10,938	0,034	0,31%	10,904
<b>ООО "СБМ"</b>				
Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	1,613	0,019	1,15%	1,594
<b>ВСЕГО</b>	<b>1924,118</b>	<b>106,536</b>	<b>5,54%</b>	<b>1817,425</b>

### 1.2.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Теплофикация – это централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях. В городском округе Курск действуют четыре источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии: три филиала ПАО «Квадра»-«Курская генерация» и один источник АО «ТЭСК».

Сведения, о сроках ввода в эксплуатацию и ресурсе основного оборудования источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии ОАО «Квадра»-«Курская генерация», приведены ниже: для Курской ТЭЦ-1 в таблицах 1.25-1.26, для Курской ТЭЦ-4 в таблицах 1.27-1.28, для Курской ПП «ТЭЦ СЗР» в таблицах 1.29-1.30.

**Таблица 1.25 - Эксплуатационные показатели энергетических котлов Курской ТЭЦ-1**

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2021г., час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
4	ТП-15	1958	300000	319543	2016	338596	2	2026
5	ТП-15	1959	300000	323466	2016	347196	4	2026
6	ТП-15	1960	300000	321730	2014	342437	1	2027
7	ТП-15	1962	300000	336408	2013	359385	2	2025

**Таблица 1.26 - Эксплуатационные показатели паровых турбин Курской ТЭЦ-1**

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2022, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
3	ПТ-60-90/13	1958	270000	176475	2055	900	247	-	-	-
4	ПТ-65/75-90/13	1998	270000	139107	2061	900	79	-	-	-

**Таблица 1.27 - Эксплуатационные показатели энергетических котлов Курской ТЭЦ-4**

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2021 г., час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ЗВГ-400	1932	нет	427953	нет	нет	нет	нет
2	ЗВГ-400	1932	нет	494194	нет	нет	нет	нет
3	ЗВГ-400	1932	нет	485908.5	нет	нет	нет	нет
4	КТО-2	1937	нет	517565.5	нет	нет	нет	нет
5	ПТВМ-50	1965	нет	107169	нет	нет	нет	нет
6	ПТВМ-100	1972	нет	143491	нет	нет	нет	нет
7	КВ-ГМ-100	1984	нет	89106	нет	нет	нет	нет
8	КВ-ГМ-100	1987	нет	44241	нет	нет	нет	нет

**Таблица 1.28 - Эксплуатационные показатели паровых турбин Курской ТЭЦ-4**

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2022, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	P-6-35/10	1982	отсутствует	305217,5	отсутствует	Не нормируется	109	Не установлен	Нет	Нет

**Таблица 1.29 - Эксплуатационные показатели энергетических котлов Курской ПП «ТЭЦ СЗР»**

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Год достижения паркового ресурса
1	ДЕ 25-14 ГМ	1985	24 года	Выработан
2	ДЕ 25-14 ГМ	1985	24 года	Выработан
3	Пр-75-39-440 Д	2011	25 лет	2036
4	Пр-75-39-440 Д	2011	25 лет	2036
1	КВГМ-100	1985	20 лет	Выработан
2	КВГМ-100	1985	20 лет	Выработан
3	КВГМ-100	1988	20 лет	Выработан
4	КВГМ-100	1990	20 лет	Выработан
5	КВГМ-100	1993	20 лет	Выработан
6	КВГМ-100	1994	20 лет	Выработан

**Таблица 1.30 - Эксплуатационные показатели газовых и паровых турбин Курской ПП «ТЭЦ СЗР»**

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка, час	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков
1	ГТ LM 6000PD SPRINT	2011	25 лет	78281	2036	-	-
2	ГТ LM 6000PD SPRINT	2011	25 лет	73255	2036	-	-
3	T-25/34-3,4/0,12	2011	40 лет	84736	2051	3800	95-

Сведения, о сроках ввода в эксплуатацию и ресурсе основного оборудования источника с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии АО "ТЭСК" для ТЭЦ АО «ТЭСК», приведены в таблице 1.31.

**Таблица 1.31 - Эксплуатационные показатели основного оборудования ТЭЦ АО «ТЭСК»**

Ст. №	Тип основного оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Расчетный срок службы, год/час.	Наработка на конец 2021 г., ч	Год достижения назначенного срока службы	Назначенный ресурс, ч	Год последнего освидетельствования
1	ГПУ №1, зав.№ 528102124	2013 г.	63000	29618	2024	63000	-
2	ГПУ №2, зав.№ 528102134	2013 г.	63000	20190	2025	63000	-
3	ГПУ №3, зав.№ 528102125	2013 г.	63000	27908	2024	63000	-
4	ГПУ №4, зав.№ 528102167	2013 г.	63000	40075	2024	63000	-
5	ГПУ №5, зав.№ 528102641	2017 г.	63000	18047	2025	63000	-
6	ГПУ №6, зав. №528102640	2017 г.	63000	20406	2025	63000	-
7	ГПУ №7, зав. №528104121	2019 г.	63000	20338	2027	63000	-
8	ГПУ №8, зав. №528104110	2019 г.	63000	21143	2027	63000	-
9	ГПУ №9, зав. №528104854	2019 г.	63000	12492	2027	63000	-
10	ГПУ №10, зав. №528104857	2019 г.	63000	9686	2027	63000	-
12	Eurotherm 10 KB-ГМ-11,63-150Н	2013 г.	25лет	-	2038 г.	-	2018 г.
12	Eurotherm 10 KB-ГМ-11,63-150Н	2013 г.	25лет	-	2038 г.	-	2018 г.
13	Eurotherm 35 KB-ГМ-35-150Н	2016 г.	25лет	-	2041 г.	-	2016 г.
14	Eurotherm 35 KB-ГМ-35-150Н	2019 г.	25лет	-	2044 г.	-	2019 г.

Видно, что в настоящее время основное оборудование ТЭЦ, эксплуатируемые филиалом ПАО «Квадра»-«Курская генерация», выработало свой парковый ресурс и работает на назначенном по результатам обследования индивидуальном ресурсе. Вывод основного оборудования из эксплуатации не планируется.

Для обеспечения надежной работы энергетического оборудования на электростанции проводятся ремонтные работы. Программа ремонтов формируется на основе предварительной диагностики производственных фондов, состояния оборудования, требований нормативной документации, а также на основе многолетнего опыта эксплуатации оборудования. Возможность дальнейшей эксплуатации оборудования по окончании назначенного ресурса устанавливается исследованием состояния и диагностики металла энергоустановок.

Данные о годе ввода в эксплуатацию основного оборудования котельных прочих источников тепла, приведены выше в п/п 1.2.1. Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов отсутствуют. Исходя из СО153-34.17.469-2003, срок службы паровых водотрубных котлов составляет 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет. Мероприятия по продлению ресурса оборудования источников тепла не проводились. Мероприятия по продлению ресурса заключаются в выполнении ежегодных графиков ремонтов основного оборудования.

Высокий уровень износа и низкий коэффициент полезного действия котлов обуславливают высокий уровень ресурсопотребления, а также рост затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования. Оборудование значительного количества котельных исчерпало свой нормативный срок службы.

В настоящее время требуется модернизация ряда котельных с заменой котлов на новые с КПД не менее 90 %, полной автоматизацией процесса горения, установкой приборов учета тепловой энергии, а также оборудование котельных установками докотловой обработки воды.

### **1.2.6 Системы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)**

Выдачу тепловой мощности **Курской ТЭЦ-1** осуществляет от теплофикационных и производственных отборов паровых турбин и от водогрейных котлов. Принципиальная схема теплофикационных установок ТЭЦ-1, состав и характеристика теплофикационного оборудования, сетевых и прочих насосов приведена в п/п 1.2.1 на рисунке 1.6, и в таблицах 1.6-1.7, соответственно.

Теплофикационная установка Курской ТЭЦ-1 состоит из 3-х основных бойлеров турбины №3 два типа ПСВ-500-3-23 и один ПСВ-500-14-23, 3-х основных бойлеров турбины №4 два типа БО-550-3М и один БО-500М и 2ух пиковых бойлеров одного типа ПСВ-315-14-23, второго типа ПСВ-500-14-23. Циркуляция сетевой воды осуществляется десятью сетевыми насосами (8 типа 14Д6, 1 типа СЭ-1250-140 и 1 типа КРНА-300/600) производительностью 1250 м<sup>3</sup>/ч каждый. Производственные отборы турбин обеспечивают отпуск тепла в паре на производство.

Отпуск тепла производится от ТЭЦ-1 через ЦТП-1 и ЦТП-2 по пяти магистральным трубопроводам (два из которых Ду600 мм и по одному Ду800 мм, Ду700 мм, Ду400 мм и три обратных трубопровода сетевой воды) и одного паропровода Ду500 мм на «Аккумулятор». Система теплоснабжения закрытого типа с качественно-количественным регулированием отпуска тепла. Выдача тепла осуществляется по температурному графику 115/70°С с верхней срезкой 95°С при -3°С и нижней – 70°С при +4°С. Тепловая сеть – двухтрубная, после квартальных тепловых пунктов – четырех трубная. В зоне верхней срезки температурного графика регулирование отпуска тепла осуществляется количественным методом, то есть за счет увеличения расхода сетевой воды в тепловых сетях. В диапазоне температур наружного воздуха от +3,13°С до +8°С регулирование отпуска тепла производится снижением расхода сетевой воды.

Уровень геодезической отметки ТЭЦ-1 – 167 м. Расчётный расход сетевой воды в теплосети с учетом потерь в тепловых сетях в зимний период 8779 т/ч.

Восполнение потерь теплоносителя в тепловых сетях потребителей в пределах нормативной утечки и сверх нормативной производится насосами подпитки теплосети, аварийная подпитка – через регулятор насосами сырой воды химически необработанной и недеаэрированной водой.

На **Курской ТЭЦ-4**, основными источниками покрытия тепловых нагрузок являются: противодавление турбины ст.№1 и три редуционно-охладительных устройства, подающие пар на теплофикационную установку. Отпуск тепла осуществляется также и пиковыми водогрейными котлами.

Главный паропровод от четырех паровых котлов к турбогенератору работает на параметрах свежего пара давлением 2,2 МПа и температурой 400 °С.

Основное оборудование находится в котлотурбинном цехе:

- один турбоагрегат – ст. № 1 Р-6-35/10;
- четыре паровых котла – ст. №№ 1-3 ЗВГ-400, ст. № 4 КТО-2;
- четыре водогрейных котла – ст. № 5 ПТВМ-50, ст. № 6 ПТВМ-100, ст. №№ 7-8 КВГМ-100.

Водогрейные котлы ПТВМ-100 и КВГМ-100 работают в период больших тепловых нагрузок, а ПТВМ-50 на переходных этапах, в начале и в конце отопительного сезона, при нехватке мощностей подогревателей сетевой воды и при малых расходах теплоносителя по тепловым магистралям.

Котлоагрегат типа ЗВГ-400 - трёхбарабанный, вертикальный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией и уравновешенной тягой, спроектирован для сжигания каменного угля, а после реконструкции предназначен для сжигания природного газа и мазута (резервное топливо). Паропроизводительность 23 т/ч, температура перегретого пара 375 °С, давление 2,2 МПа. Котлоагрегат оборудован двумя газомазутными смесительными горелками с принудительной подачей воздуха. Давление газа перед горелками 0,007 МПа, давление мазута 1,5 МПа, производительность горелки по газу 850 м³/ч, производительность мазутной форсунки 0,35 т/ч. Распыл мазута механический.

Котлоагрегат типа КТО-2 - двухбарабанный, вертикальный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией и уравновешенной тягой, спроектирован для сжигания каменного угля, а после реконструкции предназначен для сжигания природного газа и мазута (резервное топливо). Паропроизводительность 30 т/ч, температура перегретого пара 375 °С, давление 2,2 МПа. Котлоагрегат оборудован тремя газомазутными смесительными горелками с принудительной подачей воздуха. Давление газа перед горелками 0,007 МПа, давление мазута 1,5 МПа, производительность горелки по газу 850 м³/ч, производительность мазутной форсунки 0,35 т/ч. Распыл мазута механический.

Водогрейный котёл ПТВМ-50 - башенный, водотрубный, радиационного типа, прямоточный, с принудительной циркуляцией. Расход воды по четырехходовой схеме 600-650 м³/ч. Снабжён 12 газомазутными горелками производительностью: газ – 542 м³/ч, мазут – 0,514 т/ч (механический распыл). Давление газа перед горелками в диапазоне 0,01-0,03 МПа. Проектная производительность – 50 Гкал/ч.

Водогрейный котёл ПТВМ-100 - башенный, водотрубный, радиационного типа, прямоточный, с принудительной циркуляцией. Расход воды по двухходовой схеме. Снабжён шестью газомазутными прямоточно-вихревыми горелками встречно-ударного действия, производительностью: газ – 2200 м³/ч, мазут – 2,0 т/ч (механический распыл). Давление газа перед горелками в диапазоне 0,01-0,03 МПа. Проектная производительность – 100 Гкал/ч.

Водогрейный котёл КВГМ-100 - вертикальный, водотрубный, П-образной компоновки, прямоточный, с принудительной циркуляцией. Оснащён тремя газомазутными ротационными горелками марки РГМГ-30. Тепловая производительность каждой горелки 30 Гкал/ч, расход мазута 3,8 т/ч, расход газа 4200 м³/ч. Циркуляция сетевой воды по двухходовой схеме.

Паровая турбина Р-6-35/10М номинальной электрической мощностью 6 МВт, установленной электрической мощностью 4,8 МВт, скорость вращения ротора - 3000 об./мин. Генератор Т-6-2УЗ. Максимальный расход пара 65 т/ч при номинальных параметрах: температура острого пара – 385 °С, давление острого пара 2,2 МПа. Противодействие 0,4-0,6 МПа. Тепловая способность пара на выходе из турбины – 45 Гкал/ч.

Состав и характеристика теплофикационного оборудования, сетевых и прочих насосов приведена в п/п 1.2.1.

Выдачу тепловой мощности **Курской ПП «ТЭЦ СЗР»** осуществляет от теплофикационного отбора паровой турбины и от водогрейных котлов. Принципиальная схема выдачи тепла от ПП «ТЭЦ СЗР», состав и характеристика теплофикационного оборудования, сетевых и прочих насосов приведена в п/п 1.2.1.

Теплофикационная установка в составе энергоблока ПГУ-115 МВт состоит из двух подогревателей СР75-Н-500Pls. Циркуляция сетевой воды осуществляется тремя сетевыми насосами типа ASP 300E-1000/4-400V производительностью 2000 м³/ч, каждый.

Отпуск тепла производится по трем выводам шести магистральным трубопроводам сетевой воды: три прямых (два Ду800 мм и один Ду600 мм) и три обратных трубопровода (два Ду800 мм и один Ду600 мм). Тепловая сеть двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения – смешанная, после квартальных тепловых пунктов – четырех трубная. Выдача тепла осуществляется по температурному графику 115/70°C с верхней срезкой 95°C при -3°C и нижней – 70°C при +4°C. В зоне верхней срезки температурного графика регулирование отпуска тепла осуществляется количественным методом. В диапазоне температур наружного воздуха от +3,13°C до +8°C регулирование отпуска тепла производится снижением расхода сетевой воды.

Уровень геодезической отметки ПП «ТЭЦ СЗР» – 229,5 м. Минимальное давление сетевой воды в падающих трубопроводах в статическом режиме на выходе ПП «ТЭЦ СЗР» – 4,5÷5 кгс/см<sup>2</sup>. Расчётный расход сетевой воды в теплосети с учетом потерь в тепловых сетях в зимний период 7847 т/ч.

Восполнение потерь теплоносителя в тепловых сетях потребителей в пределах нормативной утечки и сверх нормативной производится насосами подпитки теплосети, аварийная подпитка – насосами декарбонизированной воды (недеаэрированной водой).

Оборудование теплофикационной установки ТЭЦ АО «ТЭСК», на сегодняшний день, скомплектовано двумя группами:

- сетевые насосы (СН-1, СН-2, СН-3, СН-4), водогрейные котлы (ВК-1, ВК-2, ВК-3, ВК-4);
- сетевые насосы утилизации тепла от ГПУ (СН-1, СН-2, СН-3, СН-4), газопоршневые установки (ГПУ №1, ГПУ №2, ГПУ №3, ГПУ №4, ГПУ №5, ГПУ №6, ГПУ №7, ГПУ №8, ГПУ №9, ГПУ №10).

Нагрев сетевой воды производится водогрейными котлами и когенерационными установками. В качестве сетевой и подпиточной воды используется умягченная и деаэрированная водопроводная вода питьевого качества. Умягчение производится в установках серии «SOF», деаэрация производится в струйно-вихревом деаэраторе.

Границей балансовой принадлежности ТФУ и теплосети являются головные задвижки на выходе магистральных трубопроводов тепловой сети из ТЭЦ.

Отпуск тепла от ТЭЦ АО «ТЭСК» в тепловую сеть осуществляется по трем выводам с диаметрами головных участков Ду530 мм. Давление сетевой воды на выводах от ТЭЦ АО «ТЭСК» в подающих теплопроводах 9,3±0,5 кгс/см<sup>2</sup>, а в обратных – 5,9 кгс/см<sup>2</sup>. Тепловая сеть имеет три выводов с диаметрами головных участков Ду=530 мм.

Сетевые насосы ТФУ:

- насосы типа KDN 200-500/490/AW BAQE/ 1/ 160/ 4 «DAB» в количестве 4 шт.;
- насосы типа CP 150-1950/A/BAQE/15 «DAB» в количестве 4 шт.

Восполнение потерь теплоносителя в тепловых сетях потребителей в пределах нормативной утечки и сверх нормативной производится двумя насосами подпитки теплосети типа CP 65-7350/A/BAQE/22 «DAB» и двумя насосами – CP 65-4700/A/BAQE/11 «DAB».

Тепловая схема котельной зависит от формы отпуска тепловой энергии и от схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды, от качества исходной воды. Схема выдачи тепловой мощности от котельных приведена в таблице 1.32.



**Таблица 1.32 - Схема выдачи тепла от котельных**

Адрес источника	Тип котельной	Тип схемы теплоснабжения	Температурный график работы котельной
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»</b>			
Котельная "ул. Ломоносова, 44"	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70 со срезкой 70°C при - 8,2°C
Котельная "ЛОК УВД" Урочище "Солянка"	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70
<b>МУП "Гортеплосеть"</b>			
Котельная "Косиново" п. Косиново	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70
Котельная "ул. Пирогова, 14"	отдельно стоящая	Пар на технологию	-
Котельная "ул. Скорятин, 29"	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70
Котельная "Южный пер., 16"	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70
Котельная "Профилакторий "Моква" ул. Парк Солянка, 22	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70
Котельная "Поликлиника №5" ул. В. Казацкая, 152	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70
Котельная "Школа №9" ул. В. Казацкая, 196	отдельно стоящая	Только отопление 2-х трубная, зависимая	95/70
Котельная "Школа №12" ул. Полевая, 17	отдельно стоящая	Только отопление 2-х трубная, зависимая	95/70
Котельная "ул. Литовская, 95/6"	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая	95/70 со срезкой 70°C при - 8,2°C
Котельная "Интернат №4" ул. Ильича, 31А	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70
Котельная "ПЛК 66" пр. Ленинского комсомола, 66	отдельно стоящая	4-х трубная, закрытая	95/70 со срезкой 70°C при - 8,2°C
Котельная "113 кв." ул. Бутко	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, смешанная (открытая от ТП закрытая)	150/70 со срезкой 65°C при 2,34°C
Котельная "ул. Понизовка, 52"	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая	95/70
<b>ООО "ТГК"</b>			
Котельная ООО "ТГК"	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, смешанная (открытая от ТП закрытая)	150/70 со срезкой 70°C при +3°C
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>			
Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная ОГУЗ "ОДКИБ" ул. Сумская	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "СОШ №11" ул. Антокольского, 1	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "СОШ №16" ул. 2-ая Стрелецкая, 46	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая	95/70
Котельная "СОШ №37" ул. Каширцева, 54	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная Спорткомплекса ул. Веспремская, 9	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "Школа-интернат №3" ул. Смородиновая	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70

Адрес источника	Тип котельной	Тип схемы теплоснабжения	Температурный график работы котельной
Котельная "Конноспортивная СОШ" ул. Магистральная, 42а	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная ОКПТД ул. Пушкарная, 2	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
<b>ООО "Агропроект"</b>			
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 23"	пристроенная	зависимая, закрытая, без тепловых сетей	95/70
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 27"	пристроенная	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 29"	пристроенная	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 35"	пристроенная	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	пристроенная	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	пристроенная	зависимая, закрытая, без тепловых сетей	95/70
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 11"	пристроенная	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 13"	пристроенная	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 15"	пристроенная	зависимая, закрытая, без тепловых сетей	95/70
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 17"	пристроенная	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
<b>АО "ККХП"</b>			
Котельная АО "ККХП" Магистральный пр., 22Г	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70
<b>ООО «СБМ»</b>			
Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	отдельно стоящая	2-х трубная, зависимая, закрытая	95/70

### **1.2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха**

По информации, полученной от теплоснабжающих организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения городского округа Курск, отказов оборудования источников тепловой энергии (аварий, инцидентов), приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети за три последних года – не зафиксировано. Отсутствие отказов оборудования источников тепла способствует проведению технического обслуживания и системы ремонтов, проводимых в соответствии с графиками планово-предупредительного ремонта.

Отдельные остановки оборудования не влияли на качество предоставления услуги теплоснабжения для потребителей. Неполадки в работе оборудования устранялись силами ремонтного персонала эксплуатирующих организаций в порядке текущей эксплуатации. Оборудование восстанавливалось в рабочий режим в течение не более 24 часов.

### **1.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования**

Среднегодовая загрузка источника тепловой энергии определяется числом часов использования установленной тепловой мощности. Число часов использования установленной тепловой мощности определяется как отношение выработанной источником тепла в течение года тепловой энергии, к установленной тепловой мощности источника.

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования представлены в таблице 1.33.

**Таблица 1.33 - Среднегодовая загрузка оборудования источников тепла**

Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	КИУМ, %	Число часов использования установленной мощности, ч
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»</b>				
Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	904,000	1000236,000	12,63%	1106
Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	395,000	387705,000	11,20%	982
Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	707,600	902724,000	14,56%	1276
Котельная "ул. Ломоносова, 44"	0,585	640,688	12,50%	1095
Котельная "ЛОК УВД" урочище "Солянка"	2,580	1488,693	6,59%	577
<b>МУП "Гортеплосеть"</b>				
Котельная "Косиново", п. Косиново	11,019	15493,000	16,05%	1406
Котельная "ул. Пирогова, 14"	2,445	228,000	1,06%	93
Котельная "ул. Скорятина, 29"	0,790	815,000	11,78%	1032
Котельная "Южный пер., 16"	1,505	883,000	6,70%	587
Котельная "Моква", д. 1-я Моква	4,340	3190,000	8,39%	735
Котельная детской поликлиники №5, ул. В. Казацкая, 152	0,120	317,000	30,06%	2633
Котельная школы №9, ул. В. Казацкая, 196	0,232	391,000	19,24%	1685
Котельная школы №12, ул. Полевая, 17	0,232	649,000	31,93%	2797
Котельная "ул. Литовская, 95"	6,200	7152,000	13,17%	1154
Котельная интерната №4, ул. Ильича, 31А	0,720	1092,000	17,31%	1517
Котельная д/сада №7, пр-т Ленинского Комсомола, 66	0,511	721,000	16,11%	1411
Котельная "113 кв.", ул. ВЧК	38,000	54176,000	16,27%	1426
Котельная "ул. Понизовка, 52"	3,440	2188,000	7,26%	636
<b>ООО "ТГК"</b>				
Котельная ООО "ТГК"	350,000	250727,000	8,18%	716
<b>АО "ТЭСК"</b>				
ТЭЦ АО "ТЭСК"	99,736	155149,000	17,76%	1556
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>				
Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	0,860	758,753	10,07%	882
Котельная ОГУЗ "ОДКИБ" ул. Сумская	3,225	3390,988	12,00%	1051
Котельная "СОШ №11" ул. Антокольского, 1	0,258	354,773	15,70%	1375
Котельная "СОШ №16" ул. 2-ая Стрелецкая, 46	0,276	497,074	20,56%	1801
Котельная "СОШ №37" ул. Каширцева, 54	0,258	520,795	23,04%	2019
Котельная Спорткомплекса ул. Веспремская, 9	0,860	997,779	13,24%	1160
Котельная "Школа-интернат №3" ул. Смородиновая	1,290	1876,086	16,60%	1454
Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	3,230	1542,277	5,45%	477
Котельная "Конноспортивная СОШ" ул. Магистральная, 42а	1,290	1303,315	11,53%	1010

Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка, Гкал	КИУМ, %	Число часов использования установленной мощности, ч
Котельная ОКПТД ул. Пушкарная, 2	0,955	507,427	6,07%	531
<b>ООО "Агропроект"</b>				
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 23"	2,470	4016,293	18,56%	1626
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 27"	2,000	2982,927	17,03%	1491
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 29"	1,900	2479,830	14,90%	1305
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 35"	2,470	4654,775	21,51%	1885
Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	2,000	4260,178	24,32%	2130
Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	0,820	1723,240	23,99%	2102
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 11"	2,700	0,000	0,00%	0
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 13"	1,560	658,865	4,82%	422
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 15"	1,560	2037,461	14,91%	1306
Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 17"	1,240	1571,312	14,47%	1267
<b>АО "ККХП"</b>				
Котельная АО "ККХП" Магистральный пр., 22Г	12,432	11289,180	10,37%	908
<b>ООО "СБМ"</b>				
Котельная АО "ККХП" Магистральный пр., 22Г	1,668	6013,665	41,16%	3605
<b>Итого</b>	<b>2574,377</b>	<b>2839402,374</b>	<b>12,59%</b>	<b>1103</b>

\* - Котельная не функционировала в 2021 г.

\*\* - Котельная в 2021 г. функционировала с октября по декабрь

### 1.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет и регистрация отпуска тепловой энергии от источника тепла и тепловых сетей потребителям организуется с целью:

- осуществления взаимных финансовых расчетов между теплоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии;
- контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребления;
- контроля над рациональным использованием тепловой энергии и теплоносителя;
- документирования параметров теплоносителя: массы (объема), температуры и давления;
- составления и анализа отчетных энергобалансов теплоснабжающих предприятий.

Требования к порядку организации учета отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителей, контроля их параметров: массы (объема), температуры и давления, а также общие технические требования к узлам учета тепловой энергии и теплоносителя, определяются правилами учета тепловой энергии и теплоносителя утвержденные Минтопэнерго РФ 12-09-95 Вк-4936.

Согласно правилам, при организации учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя от источника тепла, в водяные системы теплоснабжения, необходимо:

1. Узлы учета тепловой энергии на источниках теплоты теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), районных тепловых станциях (РТС), котельных и т.п. оборудовать на каждом из выводов.

Узлы учета тепловой энергии оборудуются у границы раздела балансовой принадлежности трубопроводов в местах, максимально приближенных к головным задвижкам источника.

Не допускается организация отборов теплоносителя на собственные нужды источника после узла учета тепловой энергии, отпускаемой в системы теплоснабжения потребителей.

2. На каждом узле учета тепловой энергии источника теплоты с помощью приборов определять следующие величины:

- время работы приборов узла учета, отпущенную тепловую энергию, массу (или объем) теплоносителя, отпущенного и полученного источником теплоты соответственно по подающему и обратному трубопроводам;
- массу (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку системы теплоснабжения;
- тепловую энергию, отпущенную за каждый час;
- массу (или объем) теплоносителя, отпущенного источником теплоты по подающему трубопроводу и полученного по обратному трубопроводу за каждый час;
- массу (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку систем теплоснабжения за каждый час;
- среднечасовые и среднесуточные значения температур теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;
- среднечасовые значения давлений теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки

Среднечасовые и среднесуточные значения параметров теплоносителя определяются на основании показаний приборов, регистрирующих параметры теплоносителя.

3. Приборы учета, устанавливаемые на обратных трубопроводах магистралей, должны размещаться до места присоединения подпиточного трубопровода.

На источниках тепла установлены узлы учета расхода газа, холодной воды и электроэнергии.

Представленная информация, о средствах учета отпущенной тепловой энергии и первичных приборах, используемых при измерениях, Курской ТЭЦ-1, Курской ТЭЦ-4 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР» приведена в таблице 1.34. Для коммерческого учета потребляемого газа применяется счетчик СПГ 761.

**Таблица 1.34 - Средства учета энергоресурсов**

№ п/п	Контролируемый параметр	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Диапазон измерений
<b>Курская ТЭЦ-1</b>					
1	<b>Измерительный комплекс учёта расхода сетевой воды «Лавсан»</b>				
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961.2		
	Расход прямой сетевой воды на "Лавсан"	Сужающее устройство	ДБС		1250 т/ч
		Термометр сопротивления	ТСП-1088	В/4	-200...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150	0,25	25 кПа
		Датчик избыточного давления	МТ-100	0,5	2,5 МПа

№ п/п	Контролируемый параметр	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Диапазон измерений
	Расход обратной сетевой воды от "Лавсан"	Сужающее устройство	ДБС		1250 т/ч
		Термометр сопротивления	ТСП-1088	В/4	-200...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150	0,25	25 кПа
		Датчик избыточного давления	МТ-100	0,5	2,5 МПа
2	<b>Измерительный комплекс учёта расхода сетевой воды «Город»</b>				
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961.2		
	Расход прямой сетевой воды на город	Сужающее устройство	ДБС		4037 т/ч
		Термометр сопротивления	ТС-045-100П	В/4	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран150CD3	0,1	160 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,5	2,5 МПа
	Расход обратной сетевой воды от города	Сужающее устройство	ДБС		3199 т/ч
		Термометр сопротивления	ТС-045-100П	В/4	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран150CD2	0,1	63 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,015	2,5 МПа
3	<b>Измерительный комплекс учёта расхода сетевой воды «КТК-2»</b>				
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961М		
	Расход прямой сетевой воды на "КТК-2"	Сужающее устройство	ДБС		2507 т/ч
		Термометр сопротивления	ТС-045-100П	В/3	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150-CD-2	0,2	63 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,5	2,5 МПа
	Расход обратной сетевой воды от "КТК-2"	Сужающее устройство	ДБС		3199 т/ч
		Термометр сопротивления	ТС-045-100П	В/3	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150-CD3	0,075	63 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,015	2,5 МПа
4	<b>Измерительный комплекс учета расхода сетевой воды КТК-1</b>				
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961.2	0,1	
	Расход прямой сетевой воды на "КТК-1"	Сужающее устройство	ДБС		3183 т/ч
		Термометр сопротивления	ДТС065-100П.А4.	А/4	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150-CDR2	0,075	100 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-100-ДИ-1150	0,25	2,5 МПа
	Расход обратной сетевой воды от "КТК-1"	Сужающее устройство	ДБС		3198 т/ч
		Термометр сопротивления	ДТС035-100П	В/3	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150-CD3	0,075	63 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,015	2,5 МПа

№ п/п	Контролируемый параметр	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Диапазон измерений
5	<b>Измерительный комплекс учета расхода пара Аккумулятор</b>				
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961.2	0,1	
	Пар на Аккумулятор	Сужающее устройство	ДКС		10 т/ч
		Термометр сопротивления	ТС-1088	В/4	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150-CD	0,25	10 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-100-ДИ-1150	0,25	2,5 МПа
6	<b>Измерительный комплекс учёта расхода подпиточной воды</b>				
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961.2		
	Первая линия	Сужающее устройство	ДКС		161 т/ч
		Термометр сопротивления	ТС045-100П	В/3	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150CD	0,075	40 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,5	2,5 МПа
	Вторая линия	Сужающее устройство	ДКС		162 т/ч
		Термометр сопротивления	ТС045-100П	В/3	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150CD	0,075	63 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,5	2,5 МПа
	Холодной воды	Термометр сопротивления	ТСМ-0879 50М	С-2	-50...500°C
		Датчик избыточного давления	Сапфир-22-ДИВ	0,5	-0,1-(+0,3) МПа
7	<b>Измерительный комплекс учёта расхода сетевой воды «Капрон» (байпас)</b>				
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961М		
	Расход прямой сетевой воды на "Капрон" (байпас)	Сужающее устройство	ДКС		161 т/ч
		Термометр сопротивления	ТСП Метран-206	В/4	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150	0,075	100 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,5	2,5 МПа
	Расход обратной сетевой воды от "Капрон" (байпас)	Сужающее устройство	ДКС		109 т/ч
		Термометр сопротивления	ТСП Метран-206	В/4	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150	0,075	10 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,015	2,5 МПа
8	<b>Измерительный комплекс учёта расхода сетевой воды «Аккумулятор»</b>				
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961М	0,1	
	Расход прямой сетевой воды на "Аккумулятор"	Сужающее устройство	ДБС		630 т/ч
		Термометр сопротивления	ТСП Метран-206	А/4	-50...500°C
		Датчик перепада давления	Метран-150-CDR2	0,075	40 кПа
		Датчик избыточного давления	Метран-100-ДИ-1150	0,25	2,5 МПа

№ п/п	Контролируемый параметр	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Диапазон измерений	
	Расход обратной сетевой воды на "Аккумулятор"	Сужающее устройство	ДБС		630 т/ч	
		Термометр сопротивления	ТСП Метран-206	A/4	-50...500°C	
		Датчик перепада давления	Метран-150-CDR2	0,075	16 кПа	
		Датчик избыточного давления	Метран-100-ДИ-1150	0,25	2,5 МПа	
9	Измерительный комплекс учёта расхода сетевой воды «ТЭЦ-1»					
	Параметры теплоносителя	Тепловычислитель	СПТ961.2	0,1		
	Расход прямой сетевой воды на ТЭЦ-1	Сужающее устройство	ДКС		100 т/ч	
		Термометр сопротивления	ТСМ-0193	B/4	0...300°C	
		Датчик перепада давления	Метран-150CD2	0,25	40 кПа	
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ-515	0,2	2,5 МПа	
	Расход обратной сетевой воды на ТЭЦ-1	Сужающее устройство	ДКС		100 т/ч	
		Термометр сопротивления	ТСМ-0193	B/4	0...300°C	
		Датчик перепада давления	Метран-150CD3	0,075	63 кПа	
		Датчик избыточного давления	Метран-55-ДИ	0,5	2,5 МПа	
	Курская ТЭЦ-4					
	1	Тепловая магистраль №1				
Параметры теплоносителя		Тепло-вычислитель	СПТ961.2		-50...600°C, 0-30 МПа, 0-1 Мпа	
Расход прямой сетевой воды ТМ-1		Датчик давления	Метран 150CD3		0-25 кПа	
Расход обратной сетевой воды ТМ-1		Датчик давления	Метран 150CD3		0-16 кПа	
Давление прямой сетевой воды ТМ-1		Датчик давления	Метран 150TG3		0-2,5 МПа	
Давление обрат. сетевой воды ТМ-1		Датчик давления	Метран 150TG3		0-2,5 МПа	
Температура прям. сетевой воды ТМ-1		Комплект термопреобразователей сопротивления	КСТП		0...180°C	
Температура обр. сетевой воды ТМ-1			Метран-206-02 100П/А/4			
Сужающее уст-во ТМ-1 прямая вода		Диафрагма	ДБС-400			
Сужающее уст-во ТМ-1 обрат. вода		Диафрагма	ДБС-400			
2		Тепловая магистраль №2				
	Параметры теплоносителя	Тепло-вычислитель	СПТ961.2		-50...600°C, 0-30 МПа, 0-1 Мпа	
	Расход прямой сетевой воды ТМ-2	Датчик давления	Метран 150CD3		0-40 кПа	
	Расход обратной сетевой воды ТМ-2	Датчик давления	Метран 150CD3		0-40 кПа	
	Давление прямой сетевой воды ТМ-2	Датчик давления	Метран 150TG3		0-2,5 МПа	
	Давление обрат. сетевой воды ТМ-2	Датчик давления	Метран 150TG3		0-2,5 МПа	



№ п/п	Контролируемый параметр	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Диапазон измерений
	Температура прям. сетевой воды ТМ-2	Комплект термопреобразователей сопротивления	КСТП		0+180°C
	Температура обр. сетевой воды ТМ-2		Метран-206-02 100П/А/4		
	Сужающее уст-во ТМ-2 прямая вода	Диафрагма	ДБС-500		
	Сужающее уст-во ТМ-2 обрат. вода		ДБС-500		
3	Тепловая магистраль №3				
	Параметры теплоносителя	Тепло-вычислитель	СПТ961.2		-50...600°C, 0-30 МПа, 0-1 Мпа
	Расход прямой сетевой воды ТМ-3	Датчик давления	Метран 150CD3		0-63 кПа
	Расход обратной сетевой воды ТМ-3	Датчик давления	Метран 150CD3		0-63 кПа
	Давление прямой сетевой воды ТМ-3	Датчик давления	Метран 150TG3		0-2,5 МПа
	Давление обрат. сетевой воды ТМ-3	Датчик давления	Метран 150TG3		0-2,5 МПа
	Температура прям. сетевой воды ТМ-3	Комплект термопреобразователей сопротивления	КСТП		0...180°C
	Температура обр. сетевой воды ТМ-3		Метран-206-02 100П/А/4		
	Сужающее уст-во ТМ-3 прямая вода	Диафрагма	ДБС-600		
	Сужающее уст-во ТМ-3 обрат. вода	Диафрагма	ДБС-600		
4	Подпитка тепловых сетей				
	Параметры теплоносителя	Тепло-вычислитель	СПТ961.2		-50...600°C, 0-30 МПа, 0-1 Мпа
	Расход сетевой воды на подпитку т/сетей	Датчик давления	Метран 150CD3		0-6,3 кПа, 0-63 кПа
	Давление сетевой воды на подпитку т/сетей	Датчик давления	Метран 43 ДИ		0-25 МПа
	Температура сетевой воды	Термопреобразователь сопротивления	Метран-206-02 100П/А/4		-50...500°C
Курская ПП «ТЭЦ СЗР»					
1	Тепловая магистраль Луч-1				
	Измерение и учет тепловой энергии	Тепловычислитель	СПТ -961М	0,05	0-4216 т/ч
	Перепад давления прямая вода	Датчик перепада давления	Метран -100ДД	0,25	0-40 кПа
	Давление воды прямая вода	Датчик давления	Метран -150TG	0,2	0-2,5 МПа
	Температура воды прямая	Термометр сопротивления	ДТС-035	А	-50...500°C
	Перепад давления обратная вода	Датчик перепада давления	Метран -100ДД	0,25	0-40 кПа
	Давление воды обратная вода	Датчик давления	Метран -150TG	0,2	0-2,5 МПа
	Температура воды обратная	Термометр сопротивления	Метран 206-02	А	-50...500°C
2	Тепловая магистраль Луч-2				
	Измерение и учет тепловой энергии	Тепловычислитель	СПТ -961М	0,05	0-1881 т/ч

№ п/п	Контролируемый параметр	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Диапазон измерений
	Перепад давления прямая вода	Датчик перепада давления	Метран -150CD	0,075	0-63 кПа
	Перепад давления прямая вода	Датчик перепада давления	Метран -100ДД	0,25	0-4 кПа
	Давление воды прямая вода	Датчик давления	Метран -150TG	0,1	0-2,5 МПа
	Температура воды прямая	Термометр сопротивления	КТПТР	A	-50...500°C
	Перепад давления обратная вода	Датчик перепада давления	Метран -150CD	0,075	0-63 кПа
	Перепад давления прямая вода	Датчик перепада давления	Метран -100ДД	0,25	0-4 кПа
	Давление воды обратная вода	Датчик давления	Метран -150TG	0,1	0-2,5 МПа
	Температура воды обратная	Термометр сопротивления	КТПРТ	A	-50...500°C
3	<b>Тепловая магистраль Луч-3</b>				
	Измерение и учет тепловой энергии	Тепловычислитель	СПТ -961М	0,05	0-1881 т/ч
	Перепад давления прямая вода	Датчик перепада давления	Метран -150CD	0,075	0-63 кПа
	Перепад давления прямая вода	Датчик перепада давления	Метран -100ДД	0,25	0-4 кПа
	Давление воды прямая вода	Датчик давления	Метран -150TG	0,1	0-2,5 МПа
	Температура воды прямая	Термометр сопротивления	КТПТР	A	-50...500
	Перепад давления обратная вода	Датчик перепада давления	Метран -150CD	0,075	0-63 кПа
	Перепад давления прямая вода	Датчик перепада давления	Метран -100ДД	0,25	0-4 кПа
	Давление воды обратная вода	Датчик давления	Метран -150TG	0,1	0-2,5 МПа
	Температура воды обратная	Термометр сопротивления	КТПРТ	A	-50...500°C
4	<b>Подпитка 1-ой и 2-ой очереди</b>				
	Измерение и учет тепловой энергии	Тепловычислитель	СПТ -961	0,05	0-1253 т/ч
	Перепад давления подпитка -1	Датчик перепада давления	Метран -43Ф-ДД	0,25	0-40 кПа
	Перепад давления подпитка -1	Датчик перепада давления	Метран -43Ф-ДД	0,25	0-4 кПа
	Давление воды подпитка -1	Датчик давления	Метран -150TG3	0,2	0-2,5 МПа
	Температура воды подпитка -1	Термометр сопротивления	ДТС 035	A	-50...500°C
	Перепад давления подпитка -2	Датчик перепада давления	Метран -43Ф-ДД	0,25	0-63 кПа
	Перепад давления подпитка -2	Датчик перепада давления	Метран -100ДД	0,25	0-6,3 кПа
	Давление воды подпитка -2	Датчик давления	Метран -150TG	0,1	0-2,5 МПа
	Температура воды подпитка -2	Термометр сопротивления	ДТС 035	A	-50...500°C
5	<b>Греющая вода</b>				
	Измерение и учет тепловой энергии	Тепловычислитель	СПТ -961	0,05	0-630 т/ч
	Расход греющей воды	Датчик расхода	ПРЭМ-2-150	1	0-630 т/час

№ п/п	Контролируемый параметр	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Диапазон измерений
	Температура гр. воды	Датчик температуры	ТС -1088	А	-50...350°C

Учёт тепла, отпускаемого потребителям от ТЭЦ АО «ТЭСК», ведётся с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учёта тепловой энергии. Коммерческий учёт тепловой энергии, поставляемой по трубопроводам к потребителям, осуществляется с помощью общего тепловычислителя ЛОГИКА СПТ961(2) в комплексе с ультразвуковыми счетчиками расхода воды СУР 97, термометрами сопротивления КТПТР-01 и датчиками давления МИДА-13П-ДИ-01 установленными на каждом трубопроводе.

Теплоноситель от источника тепловой энергии ТЭЦ АО «ТЭСК» поступает в индивидуальные тепловые пункты, расположенные в каждом жилом доме, которые оборудованы коммерческими приборами учёта тепловой энергии (электронный канальный вычислитель ВКТ-7-04). В качестве расходомеров приняты электромагнитные расходомеры ПРЭМ.

Приборами технического и коммерческого учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети, в городском округе Курск, оснащены следующие котельные:

- котельная ООО «ТГК», эксплуатируемая ООО «Теплогенерирующая компания», на которой на вводе №1 установлены суживающие устройства и вторичные приборы расхода и температуры, а на выводах №2 и №3 – ультразвуковые корреляционные датчики расхода ДРК-3 с вторичными приборами СПТ-961;
- пять котельных, эксплуатируемые МУП "Гортеплосеть": котельная «113 кв.» (учет отпуска тепловой энергии на котельной осуществляется с помощью четырех приборов типа КМ-5-300), котельная «Косиново», котельная «Южный пер., 16», котельная «ул. Литовская, 95» и котельная «Моква», на которых установлены тепловычислители СПТ 961 со счетчиками тепла ВКТ-7;
- одна котельная, эксплуатируемая ОАО «Квадра» - «Курская генерация», котельная «ЛОК УВД» урочище "Солянка", на которой установлены два счетчика тепла ВКТ 7.02-04;
- котельные АО «Агропроект» на 100% оснащены приборами учета отпуска тепловой энергии, работают в автоматическом режиме;
- котельная ООО «СБМ» на 100% оснащена приборами учета, работает в автоматическом режиме.

На остальных источниках тепловой энергии приборы учета тепловой энергии отсутствуют. Учет отпуска тепла от таких источников тепловой энергии производится расчетным методом по расходу топлива.

#### **1.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

По информации, полученной от теплоснабжающих организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения городского округа Курск, отказов оборудования источников тепловой энергии (аварий, инцидентов), приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети за три последних года – не зафиксировано. Отсутствие отказов оборудования источников тепла способствует проведению технического обслуживания и системы ремонтов, проводимых в соответствии с графиками планово-предупредительного ремонта.

Отдельные остановки оборудования не влияли на качество предоставления услуги теплоснабжения для потребителей. Неполомки в работе оборудования устранялись силами ремонтного

персонала эксплуатирующих организаций в порядке текущей эксплуатации. Оборудование восстанавливалось в рабочий режим в течение не более 24 часов.

#### **1.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

По информации, полученной от организаций занятых в сфере теплоснабжения городского округа Курск, по состоянию на 01.01.2022 предписаний по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии – не выдавалось.

При общем значительном износе основного оборудования большинства источников тепловой энергии, эксплуатирующие организации не допускают нарушений требований нормативных документов в части безопасной их эксплуатации.

#### **1.2.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Источники тепловой энергии, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

#### **1.2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения**

С момента утверждения ранее разработанной схемы теплоснабжения, изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, не зафиксировано.

### **1.3 Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них**

#### **1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения**

Все тепловые сети тепловых источников города Курска попадают в категорию магистральных и распределительных. Тепловые сети во всех районах имеют все возможные типы прокладки: надземную, подземную. Надземная прокладка применяется преимущественно при переходах через естественные преграды. Прокладка трубопроводов производится по эстакадам и низкостоящим опорам. В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. При этом используются стальные задвижки, шаровые клапаны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов.

Для обеспечения возможности оперативного переключения на сетях предусмотрена установка секционирующих отключающих устройств. Количество секционирующих устройств, для линейных частей магистрали, определены требованиями СНиП и особенностями топологии каждой системы. Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке в сетях установлены теплофикационные камеры.

Тепловые камеры выполнены в основном в подземном исполнении из сборных железобетонных конструкций или кирпичные, размером от 2х2 до 3х3 в плане и глубиной не менее 2-х

метров оборудованные прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Перекрытие камер выполнено из железобетонных плит. Крышки люков чугунные или железобетонные в зависимости от расположения камеры (железобетонные люки – газоны, чугунные люки – проезжая часть, тротуары).

Павильоны на тепловых сетях выполнены в надземном исполнении. Здание камер-павильонов одноэтажное, стены кирпичные, общая площадь до 35 м<sup>2</sup>. Для обслуживания электрических задвижек предусмотрено электрооборудование и электроосвещение камер-павильонов. Вся пускорегулирующая аппаратура размещается в специальном щитовом помещении. Предусмотрено местное управление задвижками и возможность подключения любой системы телемеханики. Подъезды к павильонам теплосети запроектированы от существующих дорог.

Тепловые сети городского округа Курск в основном прокладывались в период до 90-х годов, что обуславливает высокую степень износа. Износ подтверждается как бухгалтерскими документами, так и статистикой инцидентов (отказов) при проведении испытаний тепловых сетей на плотность и прочность. За последние годы (3 года) проведена существенная работа по ремонту и модернизации участков тепловых сетей с наибольшей интенсивностью отказов. Сети в основном перекладывались по причине их ветхости. Структура магистральных тепловых сетей, как правило, радиальная, что предусматривалось ранее действующими нормами и требовало наименьших капиталовложений.

Анализ исходных данных показал, что прокладка трубопроводов в тепловых сетях выполнена, в основном, в непроходных каналах и бесканальная с изоляцией из минеральной ваты. Также большая доля приходится на трубопроводы с надземной прокладкой с тепловой изоляцией из минеральной ваты. Для компенсации температурных деформаций кроме П-образных компенсаторов на сетях установлены сальниковые компенсаторы.

При этом за последний десятилетний период, происходило два разнонаправленных процесса, с одной стороны – снижение тепловых нагрузок, а с другой стороны рост расхода теплоносителя со снижением величины расчетной (графической) температуры теплоносителя. При этом как диаметры участков тепловых сетей, их общая протяжённость, а также схема потокораспределения оставались в основном неизменными, что, в конечном счете, определило низкое качество наладки тепловых сетей и теплопотребляющих установок.

Магистральные тепловые сети, транспортирующие теплоноситель до ЦТП, приняты двухтрубными. Схемы распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей как двухтрубные, так и четырех трубные (раздельная подача тепла на отопление и горячее водоснабжение).

Системы отопления существующих зданий подключены разнотипно: по зависимой элеваторной и без элеваторных схем, по независимой схеме от подогревателей ЦТП, а в строящихся зданиях по независимой схеме от теплообменников ИТП.

Системы горячего водоснабжения подключены как по открытой схеме, от Курской ТЭЦ-4 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР», котельной «113 кв.» и котельной ООО «ТГК», так и по закрытой схеме от теплообменников, расположенных в котельных, ИТП.

Звонки от абонентов поступают диспетчеру, регистрируются в журнале и передаются соответствующим службам. Средств автоматизации и телемеханизации у диспетчерской службы нет.

Диагностика тепловых сетей проводится во время подготовки к осенне-зимнему периоду. После окончания отопительного периода проводятся гидравлические испытания тепловых сетей. В результате гидравлических испытаний выявляются аварийные участки тепловых сетей и прово-

дятся ремонтные работы. Планово-предупредительные ремонты проводятся в зависимости от сроков эксплуатируемых участков и характера предыдущих отказов тепловых сетей.

Реконструкция тепловых сетей происходит по мере необходимости с заменой материалов и оборудования на современные материалы, с привлечением специализированных организаций. При этом тепловая изоляция трубопроводов выполняется из пенополиуретана. Покровный слой пенополиуретановой изоляции для трубопроводов надземной прокладки выполнен из тонколистовой оцинкованной стали ГОСТ 14918-80, а для трубопроводов с бесканальной прокладкой в оболочке из полиэтилена.

Основная часть тепловых сетей города Курск около 87%, обеспечивающих передачу тепловой энергии населению и городским учреждениям, эксплуатируется организацией филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация», которая осуществляет эксплуатацию, плановые и аварийные ремонты магистральных, квартальных и распределительных тепловых сетей.

#### **Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»**

В эксплуатационной ответственности предприятия находятся собственные магистральные тепловые сети от ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ПП «ТЭЦ СЗР» и квартальные сети в Сеймском округе города Курска, а также арендованные квартальные тепловые сети от ТЭЦ у МУП «Гортеплосеть» в Центральном округе. Кроме того, в эксплуатационной ответственности филиала ПАО «Квадра» - «Курская генерация» находятся арендованные тепловые сети, находящиеся в собственности МУП «Гортеплосеть», от котельных эксплуатируемых МУП «Гортеплосеть», арендованных котельных у МУП «Гортеплосеть» и котельной ООО «ТГК».

Тепловая сеть от **Курской ТЭЦ-1** – двухтрубная. Системы горячего водоснабжения подключены по закрытой схеме от теплообменников, расположенных в тепловых пунктах (ТП). После квартальных тепловых пунктов тепловая сеть 4-х трубная. От Курской ТЭЦ-1 осуществляется теплоснабжение Сеймского и части Центрального округов.

В состав системы теплоснабжения от ТЭЦ-1 входят тепловые сети, находящиеся в собственности филиала ПАО «Квадра» - «Курская генерация». Это магистральные сети от источника тепла до ЦТП, сами ЦТП и распределительные сети (тепловые сети до зданий, сооружений, в том числе от ЦТП до ИТП абонентов), относящиеся к Сеймскому округу, приобретенные ПАО «Квадра» в 2017 г.

В Центральном административном округе теплоснабжение от источника ТЭЦ-1 осуществляется от магистральных тепловых сетей, к которым в тепловых камерах (ТК) присоединены распределительные сети, находящиеся на праве хозяйственного ведения у МУП «Гортеплосеть», арендованные филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация». Центральные тепловые пункты и сети от них до зданий, сооружений, в том числе и до ИТП абонентов находящиеся на праве хозяйственного ведения у МУП «Гортеплосеть» также арендованы филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация». Системы потребления абонентов находятся в ведении управляющих компаний.

Всего в зоне действия Курской ТЭЦ-1 расположено 34 тепловых пункта. Перечень оборудования тепловых пунктов, предоставленный теплоснабжающей организацией, приведен в таблице 1.35.

**Таблица 1.35 - Оборудование тепловых пунктов Курской ТЭЦ-1**

Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период, м <sup>3</sup> /ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
Наименование ЦТП, адрес			КТК 1, ул. Энергетиков		

Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период, м³/ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
Год начала эксплуатации			1978		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			14,13		
Д200-90-2	2	160	3,0/5,8	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 9 секций.
К100-65-200	1	100			
Наименование ЦТП, адрес			КТК 2, ул. Серегина, 10		
Год начала эксплуатации			1970		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			12,29		
Д200-90-2	2	160	3,4/5,0	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 9 секций.
К100-65-250	1	100			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Ламоново 1, пр-т Кулакова, 5		
Год начала эксплуатации			1978		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			4,26		
К100-65-250	3	100	3,0/5,0	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 8 секций.
КМ100-65-200	2 (рез.)	100			
2К-6	1 (рез.)	20			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-ОМКСО, Магистральный пр-д, 18		
Год начала эксплуатации			1974-1988		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			1,23		
КМ90/55	2	90	2,6/4,0	-	ОСТ 34-588-68 Ø168мм; L=4м; 10 секций
Наименование ЦТП, адрес			ТП-826 кв., Магистральный пр-д, 3 Б		
Год начала эксплуатации			1981		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			3,45		
К90/55	2	90	2,8/4,5	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 8 секций
К90/5	2	90			
Willo80/220-30/2	1	100			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-572 кв., Магистральный пр-д, около д/сада № 85		
Год начала эксплуатации			1982		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,33		
К90/55	1	90	2,7/4,4	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 10 секций
К90/85	1	90			
КМ100-65-200	1	100			
2К-6	1	20			
Willo80/220-30/2	1	100			
К90/55	1	90			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-38 кв., ул. Менделеева, 38		
Год начала эксплуатации			1977		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			0,29		
К80-50-200	1	50	3,2/4,6	-	ОСТ 34-588-68 Ø273мм; L=4м; 8 секций
3К-6у	1	45			
К80-50-200	1	50			
3К-6у	2	45			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Аккумулятор (новый), ул. Широкая, 5		
Год начала эксплуатации			1980		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			6,53		
Willo IL 40/200	2	30	3,0/3,6	-	«Альфа-Лаваль» М6-MFM, 2 шт.
Наименование ЦТП, адрес			ТП-4 кв., пр-т Ленинского комсомола, 75		
Год начала эксплуатации			1983		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			1,78		
4К-8	1	90	2,8/4,0	-	ОСТ 34-588-68 Ø219мм;

Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период, м³/ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
3К-6	1	45			L=4м; 10 секций
К65-50-160	2	25			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Присеймский, ул. Крюкова, 16		
Год начала эксплуатации			1986		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			7,19		
Д200-80	2	160	3,4/4,8	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 9 секций
КМ100-65-200	1	100			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-9 кв., пр-т Ленинского Комсомола		
Год начала эксплуатации			1981		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			2,99		
К90/55	1	90	3,0/5,0	-	ОСТ 34-588-68 Ø273мм; L=4м; 9 секций
3К-9	1	45			
4К-12	1	90			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-478 кв, ул. Песковская, 5А		
Год начала эксплуатации			1982		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			6,22		
4К-6	3	90	3,5/4,6	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 8 секций
1,5К6	1	8			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-14 кв., ул. Комарова		
Год начала эксплуатации			1973		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			13,36		
К100-65-250	2	100	4,6/4,4	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 8 секций
WILO IL 100/270 11/4	1	100			
ЦНСТ 60/198	1	60			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-15 кв., около ж/дома № 31		
Год начала эксплуатации			1976		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			7,91		
WILO IL 100/220	1	100	5,6/4,4	-	«Альфа-Лаваль» М6-MFM, 2 шт.; ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 2 секции
6К-8	2	162			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Облбольница, ул. Сумская, 45 а		
Год начала эксплуатации			1985		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			9,35		
4К-6	2	90	2,8/4,0	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 8 секций
ЦНГС 60/198	1	60			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Дейнеки, 17		
Год начала эксплуатации			2002		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			1,6		
WILO MH 1 8020-1/E/1-230-50-2	1	30	3,5/4,5	-	ОСТ 34-588-68 Ø273мм; L=4м; 9 секций
Наименование ЦТП, адрес			ТП-20 кв.,4-й Краснополянский пер.		
Год начала эксплуатации			1983		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,64		
4К-8	2	90	2,8/4,6	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм;L=4м; 9 секций
К90/55	2	90			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-22 кв., ул. Черняховского, 31		
Год начала эксплуатации			1979		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,92		
К100-65-250	3	100	3,0/5,0	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 8 секций
4К-8	1	90			



Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период, м³/ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
Грундфос LP80-160/164	1	100			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Ламоново, 2, пр. Кулакова, 5		
Год начала эксплуатации			1985		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			4,44		
K100-65-250	2	100	3,0/5,2	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 8 секций
4К-8	1	90			
4К-8	2	90			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Харьковская, 22 на ж.дом		
Год начала эксплуатации			1976		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			2		
K65-50-160	2	25	4,8/7,0	-	MT-895 - 2 шт.; MBH-2050 -62 Ø273мм; L=4м; 2 секции
Наименование ЦТП, адрес			ТП-827 кв., Магистральный пр-т		
Год начала эксплуатации			1988		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			6,7		
K100-65-250	2	100	2,5/4,8	-	«Альфа-Лаваль» MB15 - 2шт.
K90/55	1	90			
K90/55	2	90			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Ламоново, 5, ул. Серегина, 28		
Год начала эксплуатации			1981		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,81		
Willo80/220-30/2	2	100	2,8/5,0	-	«Альфа-Лаваль» M15-BFM - 2 шт.
Willo50/170-7,5/2	2	80			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-648 кв., пр-т Ленинского Комсомола, 54		
Год начала эксплуатации			1987		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			7,15		
4К-8	1	90	4,8/4,8	-	«Альфа-Лаваль» M15-BFM8-1 шт. M15-MFM8-1 шт.
KM100-65-200	1	100			
K100-65-250	1	100			
1,5К-6	1	8			
4К-8	1 (рез.)	90			
KM100-65-200	1 (рез.)	100			
K100-65-200	1 (рез.)	100			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-27 кв., 3-й Маковский пер., 27		
Год начала эксплуатации			1990		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			1,15		
4К-8	2	90	3,0/4,0	-	«Альфа-Лаваль» M10 BFG - 2шт.
2К-6	2	20			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-13 кв., ул. Ольшанского		
Год начала эксплуатации			1971		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			9,9		
K100-65-250	2	100	4,2/4,7	-	«Альфа-Лаваль» M10-BFG - 4 шт.
Наименование ЦТП, адрес			ТП-25 кв., ул. Черняховского		
Год начала эксплуатации			1987		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,64		
Wilo IL 80/220-30/2	3	100	2,6/4,8	-	«Альфа- Лаваль» M15 BFG8 - 2 шт.
Грундфос LP80-160/164	1	100			
Wilo IL 80/220-30/2	3	100			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-СХТ, ул. Народная		

Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период, м³/ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
Год начала эксплуатации			1985		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,64		
Wilo BL 65/220-30/2	3	80	2,8/3,8	-	«Альфа Лаваль» M10 BFM - 2 шт.
Wilo BL 50/175-7,5/2	2	80			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Ламоново,3, пр-т Кулакова, 3		
Год начала эксплуатации			1977		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,29		
K100-65-250	2	100	3,0/5,2	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 8 секций.
4K-6у	1	80			
4K-8	2	90			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Пирогова, около д. № 14		
Год начала эксплуатации			1988		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,98		
K100-65-200	3	100	3,2/4,6	-	MBH-2052-62 Ø325мм; L=4м; 8 секций
K50-32-125	1	12,5			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-349 кв., ул. Ломоносова		
Год начала эксплуатации			1989		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			1,89		
K80-50-200	2	50	3,2/4,8	-	ОСТ 34-588-68 Ø168мм; L=4м; 7 секций. «Альфа-Лаваль» M100 BFG8-1 шт.
K80-65-160	2	50			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-346 кв., ул. 50 лет Октября		
Год начала эксплуатации			1976		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			7,11		
Wilo-Gronoline-il 80/220-30/2	3	100	2,8/5,8	-	«Альфа-Лаваль» M15 BFG8 - 2 шт.
Wilo-Gronoline-il 80/220-30/2	3	100			
Wilo-Gronoline-il 40/170-5,5/2	2	50			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-298 кв., ул. Чернышевского		
Год начала эксплуатации			1988		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			5,29		
K100-65-200	3	100	2,8/5,4	-	MBH-2052-62 Ø325мм; L=4м; 8 секций
K100-65-200	3	100			
K50-32-125	1	12,5			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-348 кв., ул. Чехова		
Год начала эксплуатации			1986		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			7,76		
KM100-65-200	2	100	3,4/5,2	-	«Альфа- Лаваль» M15 BFG8 - 2 шт.
1Д-200-90Б	1	160			
K80-50-200	2	50			
1Д-200-90Б	1	160			
K50-32-125	1	12,5			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-394 кв., ул. Бочарова		
Год начала эксплуатации			1987		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			3,29		
KM20-30	1	20	4,2/4,0	-	MBH-2052-62 Ø325мм; L=4м; 8 секций
K65/50-160	1	25			
K45/55	1	45			
K65/50-160	1	25			
CM100/65	1	100			

Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период, м³/ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
К65/50-160	1	25			

Отпуск тепла от Курской ТЭЦ-1 в тепловую сеть осуществляется по двум выводам, магистраль ЦТП-1 и ЦТП-2, оснащенными аттестованными приборами учета отпуска тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей 800 мм. От ЦТП-1 отходят тепловые магистрали: №2 (ТЭЦ-1 – город 2-ой вывод), №3 (ТЭЦ-1 – Лавсан) и №5 (ТЭЦ-1 – завод Аккумулятор). От ЦТП-2 отходят тепловые магистрали: №1 (ТЭЦ-1 – город) и №2 (ТЭЦ-1 – город 2-ой вывод) и тепловая магистраль Капрон.

Тепловые сети проложены надземным и подземным в непроходных каналах способом. Анализ исходных данных показал, что в тепловых сетях применяется, в основном, прокладка в непроходных каналах. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется за счет П-образных компенсаторов, естественных изменений направления трассы, подъемов, опусков и углов поворотов трассы. Для компенсации температурных деформаций кроме П-образных компенсаторов на сетях установлено 222 сальниковых компенсатора со средним диаметром 500 мм и 44 сильфонных компенсатора.

Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует. В тепловых камерах установлены секционные задвижки. Всего в зоне ТЭЦ-1 установлено 3338 задвижек.

Тепловая изоляция основной части трубопроводов выполнена из минеральной ваты с асбоцементной штукатуркой по металлической сетке или минераловатными матами, с последующей оберткой стеклотканью. Трубопроводы надземной прокладки покрыты еще алюминиевым листом.

В местах ответвлений трубопроводов тепловой сети к зданиям установлена запорная арматура.

Профиль местности неравномерный. Рельеф города характеризуется наличием высоких межовражных и межречных увалов и холмов. Перепад высот достигает 90 метров. Средняя глубина прокладки трубопроводов – 1,6 метра.

Давление в подающем трубопроводе по данным фактических показаний составляет в летний период 1,1 МПа, в отопительный период 0,9 МПа. Давление в обратном трубопроводе в летний период 0,3 МПа, в отопительный период 0,17 МПа.

На магистральных тепловых сетях Курской ТЭЦ-1 находятся шесть подкачивающих насосных станции (ПНС) с насосами на подающих и обратных трубопроводах. Характеристика оборудования ПНС приведена в таблице 1.36.

**Таблица 1.36 - Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций ТЭЦ-1**

Наименование насосной станции,	Марка	Кол-во	Расход, м³/час	Давление		Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Насос в работе / резерв
				на входе, ата	на выходе, ата		
Курская ТЭЦ-1							
ПНС №1, ул. Харьковская,1	СЭ 1250х70-11	5	1250	7,8	11	На подающем трубопроводе	2/3
ПНС №4, ул. Харьковская,1	СЭ 800х100	3	800	7,8	11	На подающем трубопроводе	1/2
ПНС №7, ул. Энгельса, 29	СЭ 800х100-11	3	800	4,8	9,5	На подающем трубопроводе	1/2
ПНС №9, ул. Пигорева, б/н	СЭ 800х55	1	800	4,7	6,5	На подающем трубопроводе	1/2
	СЭ 500х70	1	500	4,7	6,5	На подающем трубопроводе	

Наименование насосной станции,	Марка	Кол-во	Расход, м³/час	Давление		Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Насос в работе / резерв
				на входе, ата	на выходе, ата		
	ЗВ-200	1	450	4,7	6,5	На подающем трубопроводе	
ПНС №13, ул. Дружининская, б/н	К-150-125-315	2	200	3	6,5	На обратном трубопроводе	1/1
ПНС №6, ул. Полянская, б/н	СЭ 2500х60-11	3	2500	3,3	3,3	На обратном трубопроводе	0/3

Тепловая сеть от **Курской ТЭЦ-4** – двухтрубная. Системы отопления подключены по зависимой схеме с элеваторным смешением, а системы горячего водоснабжения подключены по открытой схеме. От тепловых сетей ТЭЦ-4 подключено два тепловых пункта ТП «Семашко» и ТП «Юннатов» с независимой схемой присоединения систем отопления и закрытой схемой горячего водоснабжения. Перечень оборудования тепловых пунктов, предоставленный теплоснабжающей организацией, приведен в таблице 1.37.

**Таблица 1.37 - Оборудование тепловых пунктов Курской ТЭЦ-4**

Таблица 1.2. Оборудование тепловых пунктов Курскот ГСД					
Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период, м³/ч	Давление на входе/на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Юннатов, ул. Никитская		
Год начала эксплуатации			1977		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			0,13		
K8/18	1	90	1,0/2,1	-	МВН-2050-62; Ø108мм; L=2м; 8 секции
1,5К-6	2	8			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Центр медицины катастроф, ул. Перекальского, 5		
Год начала эксплуатации			1980		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			0,05		
2К-6	2	20	1,5/2,5	-	МВН-2052-62 Ø273мм; L=2м; 4 секций

Отпуск тепла от Курской ТЭЦ-4 в тепловую сеть осуществляется по трем выводам, оснащенными аттестованными приборами учета отпуска тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей Ду700 мм. К магистральным тепловым сетям в тепловых камерах (ТК) присоединены распределительные сети, находящиеся в собственности у МУП «Гортеплосеть» и арендованные филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация». Далее теплоноситель поступает в индивидуальные тепловые пункты (ИТП) потребителей. Системы теплоснабжения абонентов находятся в ведении управляющих компаний.

Тепловые сети проложены надземным, подземным в непроходных каналах и бесканальным в траншее на песчаном основании способом. В тепловых сетях применяется, в основном, прокладка в непроходных каналах с изоляцией из минеральной ваты. Подавляющее большинство тепловых сетей проложено в период с 1992 года.

Для компенсации температурных удлинений, кроме П-образных компенсаторов, на сетях установлено 116 сальниковых компенсаторов со средним диаметром 400 мм. Ведется работа по замене сальниковых компенсаторов на сильфонные.

Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует. В тепловых камерах установлены секционные задвижки. Всего в зоне ТЭЦ-4 установлено 1186 задвижек.

На магистральных тепловых сетях Курской ТЭЦ-4 находятся три подкачивающих насосных станции (ПНС) с насосами на подающих и обратных трубопроводах. Характеристика оборудования ПНС приведена в таблице 1.38.

**Таблица 1.38** - Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций ТЭЦ-4

Наименование насосной станции,	Марка	Кол-во	Расход, м³/час	Давление		Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Насос в работе / резерв
				на входе, ата	на выходе, ата		
Курская ТЭЦ-4							
ПНС №2, Мирный проезд, 10а	СЭ 1250х70-11	1	1250	7,2	7,2	На подающем трубопроводе	0/3
	СЭ 800х100	2	800	7,2	7,2	На подающем трубопроводе	
ПНС №5, ул. Семеновская, 80	СЭ 800х100	3	800	6,3	9,5	На подающем трубопроводе	1/2
ПНС №11, ул. Н. Набережная, 9	СЭ 500х70	1	500	4	8,5	На обратном трубопроводе	1/2
ПНС Хуторская	8К-18	2	90	3	4	На подающем трубопроводе	1/2
	Д320-50	1	320	3	4	На подающем трубопроводе	

Тепловая сеть от **Курской ПП «ТЭЦ СЗР»** – двухтрубная после квартальных тепловых пунктов – четырех трубная. Схема сетевых трубопроводов смешанного типа. Системы горячего водоснабжения подключены как по открытой схеме, так и по закрытой схемам.

Отпуск тепла от ПП «ТЭЦ СЗР» в тепловую сеть осуществляется по трем выводам, оснащенным аттестованными приборами учета отпуска тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей Ду800 мм.

В состав системы теплоснабжения от ПП «ТЭЦ СЗР» входят тепловые сети, находящиеся в собственности филиала ПАО «Квадра» - «Курская генерация» магистральные сети от источника тепла до ЦТП. Сами ЦТП, а также распределительные сети после тепловых пунктов до зданий и сооружений, в том числе от ЦТП до ИТП абонентов находятся на праве хозяйственного ведения у МУП «Гортеплосеть» и арендованы филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация». Системы потребления абонентов находятся в ведении управляющих компаний.

Тепловые сети проложены надземным, подземным в непроходных каналах и бесканальным в траншее на песчаном основании способом. Более 53% трубопроводов проложено до 1990 года.

Для компенсации температурных удлинений, кроме П-образных компенсаторов, на сетях установлено 92 сальниковых компенсатора, 104 сильфонных компенсатора.

Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует. В тепловых камерах установлены секущие задвижки. Всего в зоне ПП «ТЭЦ СЗР» установлено 1575 задвижек.

В зоне действия ПП «ТЭЦ СЗР» расположено девять тепловых пунктов. Перечень оборудования тепловых пунктов, предоставленный теплоснабжающей организацией, приведен в таблице 1.39.

**Таблица 1.39 - Оборудование тепловых пунктов Курской ПП «ТЭЦ СЗР»**

Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период за, м³/ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
Наименование ЦТП, адрес			ЦПИОМ-1, пр-т Дружбы, около д. № 2		
Год начала эксплуатации			1984		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			17,95		
K90-55	2	90	1,7/4,2	-	«РоСвеп» Gx-51 - 2 шт., Ax-26 - 2 шт.
Д200/36	1	200			
K100-65-200	2	100			
Д200/90б	1	160			
K45/30	1	45			
Наименование ЦТП, адрес			ЦПИОМ-2, пр-т Дружбы, около д. № 7		
Год начала эксплуатации			1983		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			17,44		
4K-12	1	90	1,4/4,5	-	«РоСвеп» Gx-51 - 2 шт.; Ax-26 - 2 шт.
Д200-90б	1	160			
K100-65-200	3	100			
K45/30	1	45			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-1046 кв., ул. Пучковка, около д. № 110		
Год начала эксплуатации			1986		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			3,58		
K100-65-250	1	100	2,2/4,0	-	МВН-16 Ø325мм; L=4м; 8 секций
K90/85	2	90			
K45/30	1	45			
K8/18	1	90			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Учкомбинат, ул. Пучковка, около д. № 19		
Год начала эксплуатации			1989		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			1,44		
3К-9	2	45	4,0/6,0	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 6 секций.
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Школа №14, ул. Пучковка		
Год начала эксплуатации			1978		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			0,3		
2К-6	2	20	2,4/3,8	-	ОСТ 34-588-68 Ø159мм; L=2м; 9 секций; ОСТ 34-588-68 Ø89мм; L=4м; 4 секции
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Монолит, ул. Орловская		
Год начала эксплуатации			1995		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			1,75		
4К-8	2	90	4,0/6,0	-	«Альфа Лаваль» M10 BFG - 1 шт.
2К-6	2 (рез.)	20			
2К-6	2 (рез.)	20			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Веспремская		
Год начала эксплуатации			1999		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			0,31		
Грундфос UPS 32-60-180	1	50	3,8/4,0	-	«Альфа Лаваль» M10 BFM - 2 шт. «Альфа Лаваль» M10 BFM - 1 шт. (не подкл.)
Грундфос UPS 32-60-180	2 (рез.)	50			
Грундфос UPS 32-60-180	1 (рез.)	50			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-79 кв., ул. Запольная		
Год начала эксплуатации			1988		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			3,49		

Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период за, м³/ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
K100-65-200	1	100	2,8/5,4	-	МВН-2052-62 Ø325мм; L=4м; 8 секций
K100-60-200	2	100			
K100-65-200	1	100			
K50-32-125	1	12,5			
Наименование ЦТП, адрес			ТП-781 кв., ул. Аэродромная, ок. д. № 14		
Год начала эксплуатации			1978		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			4,71		
K100-65-250	3	100	2,6/4,5	-	ОСТ 34-588-68 Ø325мм; L=4м; 6 секций.
K100-80-160	3 (рез.)	100			

На магистральных тепловых сетях Курской ПП «ТЭЦ СЗР» находятся две подкачивающих насосных станции (ПНС) с насосами на подающих и обратных трубопроводах. Характеристика оборудования ПНС приведена в таблице 1.40.

**Таблица 1.40** - Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций ПП «ТЭЦ СЗР»

Таблица 1.16. Характеристика оборудования подкачивающих насосных станций ГПП «ТЭЦ СЗР»							
Наименование насосной станции,	Марка	Кол-во	Расход, м³/час	Давление		Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Насос в работе / резерв
				на входе, ата	на выходе, ата		
Курская ПП «ТЭЦ СЗР»							
ПНС №12, Светлый проезд, б/н	СЭ 500х70	1	500	2.9	8.5	На обратном трубопроводе	1/2
	ЗВ-200	2	450	2.9	8.5	На обратном трубопроводе	
ПНС №14, ул. Кавказская, б/н	«Grundfos» TP 150XXX-4	5	455	7	10	На подающем трубопроводе	4/1
	«Grundfos» TP 250-600-5	3	910	3	6.8	На обратном трубопроводе	2/1
ПНС №8, ул. Павлуновского, б/н	СЭ 800х100-11	3	800	4.3	4.3	На обратном трубопроводе	0/3

Тепловая сеть от **котельной ООО «ТГК»** – двухтрубная зависимая, по присоединению нагрузки горячего водоснабжения смешанная (основная часть открытая, а незначительная часть от ТП закрытая). Системы отопления существующих зданий подключены по зависимой элеваторной схеме и без элеваторной схемы.

Выдача тепла осуществляется по температурному графику 150/70°C с нижней срезкой 70°C при +3°C. Отпуск тепла от котельной ООО «ТГК» в тепловую сеть осуществляется по трем выводам. Максимальный диаметр тепловых сетей Ду600 мм.

Тепловые сети прокладывались в основном в период до 1990 года и проложены надземным и подземным в непроходных каналах способом. Общая протяженность тепловых сетей составляет 53,57 км в двухтрубном исчислении. Основная доля 96% приходится на трубопроводы с подземной прокладкой.

Рельеф района обслуживания котельной ООО «ТГК» характеризуется ровным рельефом. Перепад высот достигает 30 метров. Средняя глубина прокладки трубопроводов – 2 метра. Насосные станции на тепловых сетях котельной отсутствуют. В зоне действия котельной ООО «ТГК» расположен один тепловой пункт. Перечень оборудования, предоставленный теплоснабжающей организацией, приведен в таблице 1.41.

**Таблица 1.41 - Оборудование теплового пункта котельной ООО «ТГК»**

Тип (марка) насосов	Кол-во насосов, ед.	Расход в самый холодный период, м³/ч	Давление на входе/ на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Тип (марка), количество секций теплообменников, в работе/резерв
Наименование ЦТП, адрес			ТП-Спутник, ул. 2-я Агрегатная		
Год начала эксплуатации			1996		
Проектная тепловая мощность, Гкал/ч			1		
Wilo IL 50/220-15/2	2	80	4,8/5,8	-	«Альфа Лаваль» M10 BFM - 1 шт.
K80-50-200	3	50			

На тепловых сетях от котельной ООО «ТГК» установлено запорной арматуры в количестве 778 шт.

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены, в основном, в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности: основание монолитное железобетонное, стены выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича; есть камеры с исполнением стен монолитным железобетоном, перекрытие выполнено из сборного железобетона (балки, плиты). Павильоны на магистральных тепловых сетях выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона или из металлоконструкций.

Тепловая сеть от **котельной «113 кв.»** – двухтрубная зависимая. Системы горячего водоснабжения подключены по открытой схеме. Выдача тепла осуществляется по температурному графику 150/70°С с нижней срезкой 65°С при +2,34°С. Регулирование отпуска тепла потребителям осуществляется качественно-количественным способом по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. Температура сетевой воды в подающей магистрали устанавливается согласно утвержденному для системы теплоснабжения температурному графику.

Отпуск тепла от котельной «113 кв.» в тепловую сеть осуществляется по трем выводам. Максимальный диаметр тепловых сетей Ду300 мм. Для циркуляции сетевой воды в котельной установлено восемь сетевых насосов: два СЭ-800-100 ( $G=800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H=100 \text{ м}$ ,  $N=320 \text{ кВт}$ ), и шесть Д-1250-125 ( $G=1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H=125 \text{ м}$ ,  $N=630 \text{ кВт}$ ).

Тепловые сети прокладывались в основном в период до 1990 года и проложены надземным и подземным в непроходных каналах способом. Общая протяженность тепловых сетей составляет 17,593 км в двухтрубном исчислении. Трубопроводы надземной и подземной прокладки, приблизительно, в равных долях по протяженности.

Рельеф района обслуживания котельной «113 кв.» характеризуется ровным рельефом. Перепад высот достигает 10 метров. Средняя глубина прокладки трубопроводов – 2 метра. Насосные станции и центральные тепловые пункты в тепловых сетях котельной отсутствуют. Давление сетевой воды в отопительный период в прямом трубопроводе составляет  $10 \text{ кгс/см}^2$ , а в обратном –  $3,3 \text{ кгс/см}^2$ .

На тепловых сетях от котельной «113 кв.» установлено запорной арматуры в количестве 218 шт.

#### **АО «Теплоэнергосбытовая компания»**

АО «Теплоэнергосбытовая компания» на праве собственности владеет источником тепловой и электрической энергии (ТЭЦ АО «ТЭСК») и тепловыми сетями, расположенными на территории жилого района Северный.

Тепловая сеть **ТЭЦ АО «ТЭСК»** – двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения – закрытая. Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию 2013 год. Отпуск тепловой



энергии в тепловые сети от ТЭЦ осуществляется через три вывода с диаметрами головных участков Ду=530 мм. Прокладка тепловой сети подземная в непроходных каналах типа КЛ120х60; КЛ90х45. Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 10,831 км. Грунты в местах прокладки тепловой сети - супесь полевая, твердая, пылеватая, макропористая, обладающая присадочными свойствами при дополнительном водонасыщении. Тип просадки – I.

Тепловая изоляция трубопроводов принята в соответствии со СП41-103-2000 (маты минераловатные прошивные с покровным слоем из стеклопластика РСТ-ПА-ВВ). В качестве антикоррозийного покрытия применяется ЭП-969. Компенсация температурных удлинений производится за счет П-образных компенсаторов и самокомпенсации за счет углов поворотов.

При разработке системы теплоснабжения применены стальные клиновые задвижки 30сб4нж с выдвижным шпинделем, рассчитанные на давление 25 кгс/см<sup>2</sup>. Задвижки устанавливаются на ответвлениях при вводе в здание и по основной магистрали. На основной магистрали установлены 2 задвижки диаметрами Ø500, Ø400, Ø250.

Тепловые камеры выполнены из железобетонных блоков, установленных на монолитное днище. Камеры перекрываются железобетонными плитами. Наружные стены камер обмазываются горячим битумом за два раза, перекрытия оклеиваются гидроизолом по ГОСТ 7415-86.

Теплоноситель от источника тепловой энергии поступает в индивидуальные тепловые пункты ИТП, расположенные в каждом жилом доме и оборудованные приборами учета тепловой энергии – электронный канальный вычислитель ВКТ-7-04. В качестве расходомеров приняты электромагнитные расходомеры ПРЭМ. Внутридомовые сети и ИТП находятся в ведении управляющей компании. Изображение автоматизированного индивидуального теплового пункта представлено на рисунке 1.13.



**Рисунок 1.13** - Автоматизированный индивидуальный тепловой пункт

Работа теплового пункта обеспечивает автоматическое регулирование температуры теплоносителя в систему ГВС (по закрытой схеме) и отопление (по независимой схеме) и контроль параметров теплоносителя с возможностью вывода показаний на центральный диспетчерский пункт. Задание температур происходит либо посредством предварительной установки температурного графика на основании показания датчика наружного воздуха, либо посредством задания температур с центрального диспетчерского пункта. Все ИТП поселка Северный предполагается объеди-

нить единой информационной связью. Информация с каждого ИТП отправляется в центральный диспетчерский пункт.

### **Прочие котельные МУП «Гортеплосеть»**

В городском округе Курск, для централизованного теплоснабжения потребителей, также кроме котельной «113 кв.» и котельной ООО «ТГК» действуют еще 12 муниципальных котельных, которые находятся в ведении МУП «Гортеплосеть» и 2 котельные, находящиеся в аренде у филиала ПАО «Квадра»-«Курская генерация» (см. п/п 1.1.1). Котельные обеспечивают теплом близлежащих потребителей. Отпуск тепла от котельных осуществляется отдельно на нужды отопления и на нужды горячего водоснабжения. По всем котельным системы горячего водоснабжения подключаются по закрытой схеме, системы отопления непосредственно. Подогреватели горячего водоснабжения установлены, в основном, на котельных. Котельные расположены в различных районах муниципального образования. Все котельные оказывают услуги отопления и круглогодично услуги горячего водоснабжения за исключением котельной школы №9, ул. Казацкая, 196 и котельной школы №12, ул. Полевая, 17, которые работают сезонно только на отопление.

На 8-ми котельных, где есть два вида тепловой нагрузки отопление и горячее водоснабжение, система теплоснабжения 4-х трубная, закрытая с зависимым присоединением потребителя. Метод регулирования отпуска тепловой энергии в тепловых сетях качественный. Температурный график работы системы теплоснабжения от котельных установлен 95/70°C. Температурный график отпуска тепла на горячее водоснабжение 65/50°C.

Система теплоснабжения двух котельных: «ул. Литовская, 95» и котельной д/сада №7, пр-т Ленинского Комсомола, 66 двухтрубная и отпуск тепла осуществляется по совместной нагрузке отопления и вентиляции, что привело к необходимости срезки графика на уровне 70°C. Выдача тепла от этих котельных осуществляется по температурному графику 95/70°C с нижней срезкой 70°C при - 8,2°C.

Одна паровая котельная «ул. Пирогова, 14» отпускает пар на технологические нужды и осуществляет резервирование сантехнических нужд. Отпуск пара осуществляет и паровая котельная «Косиново», которая помимо отпуска тепла на отопление и ГВС отпускает пар на отопление одного предприятия.

В тепловых сетях котельных используются трубопроводы различных диаметров: от Ду32 мм до Ду250 мм. Срок службы тепловых сетей зоны действия котельных колеблется в достаточно широком диапазоне (от 46 до 1 года).

Тепловые сети проложены надземным, подземным в непроходных каналах и бесканальным в траншее на песчаном основании способом. В тепловых сетях применяется, в основном, прокладка в непроходных каналах. Подавляющее большинство теплопроводов более 80% проложено в период с 1990 года.

В качестве тепловой изоляции трубопроводов используется минеральная вата. В ряде случаев при перекладке трубопроводов тепловых сетей в последние годы использовалась изоляция ППУ. В качестве компенсирующих устройств используются осевые, сальниковые и П-образные компенсаторы.

На котельных находится регулирующая арматура. В качестве секционирующей арматуры используются стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем типа 30с64нж. В качестве регулирующей арматуры применяются клапаны типа РК-1. В зонах действия котельных расположено 314 шт. запорной арматуры.

Центральные тепловые пункты и насосные в зонах теплоснабжения котельных отсутствуют.

Тепловые камеры делятся на два типа: сборные из железобетонных конструкций и кирпичные. Перекрытие камер выполнено из железобетонных плит. Крышки люков чугунные или железобетонные в зависимости от расположения камеры (железобетонные люки – газоны, чугунные люки – проезжая часть, тротуары).

Общая структура тепловых сетей источников тепловой энергии, приведена в таблице 1.42.

**Таблица 1.42 - Общая структура тепловых сетей от источников тепловой энергии**

Источник тепло-снабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (однотрубнои исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
<b>филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»</b>								
Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	115/70 со срезкой 95°С при -14 и 70°С при 4°С	2-х трубная, закрытая, после ТП 4-х трубная	209	453,891	94945,490	28462,571	459,280	206,727
Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	115/70 со срезкой 95°С при -14 и 65°С при 5°С	2-х трубная, зависимая, открытая	174	155,737	27152,137	6105,092	211,570	128,337
Курская ТЭЦ-СЗР, г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	115/70 со срезкой 95°С при -14 и 70°С при 4°С	2-х трубная, зависимая, смешанная (открытая от ТП закрытая 4-х трубная)	238	239,046	56937,649	18736,851	327,264	173,981
<b>филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»</b>			<b>211</b>	<b>848,673</b>	<b>179035,277</b>	<b>53304,514</b>	<b>998,114</b>	<b>179,374</b>
<b>МУП "Гортеплосеть"</b>								
Котельная "Косиново", п. Косиновое	95/70	4-х трубная, закрытая	100	4,436	442,560	39,961	3,427	1,294
Котельная "ул. Ломоносова, 44"	95/70 со срезкой 70°С при -8,2°С	4-х трубная, закрытая	79	0,204	16,900	1,000	0,405	0,504
Котельная "ЛОК УВД урочище "Солянка"	95/70	4-х трубная, закрытая	78	2,330	202,900	12,600	0,427	5,451
Котельная "ул. Пирогова, 14"	95/70	Пар на технологию	70	0,151	11,500	0,600	0,048	3,172
Котельная "ул. Скорятина, 29"	95/70	4-х трубная, закрытая	68	0,693	46,824	2,045	0,360	1,922
Котельная "Южный пер., 16"	95/70	4-х трубная, закрытая	85	1,096	93,394	5,659	0,407	2,691
Котельная "Моква", д. 1-я Моква	95/70	4-х трубная, закрытая	96	3,242	310,727	23,331	1,162	2,791
Котельная детской поликлиники №5, ул. В. Казацкая, 152	95/70	4-х трубная, закрытая	78	0,240	18,800	1,002	0,119	2,011

Источник тепло-снабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (однотрубном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
Котельная школы №9, ул. В. Казацкая, 196	95/70	2-х трубная, зависимая	89	0,102	9,078	0,538	0,200	0,510
Котельная школы №12, ул. Полевая, 17	95/70	2-х трубная, зависимая	108	0,288	31,104	2,261	0,310	0,929
Котельная "ул. Литовская, 95"	95/70 со срезкой 70°C при -8,2°C	2-х трубная, зависимая	121	3,480	420,448	38,667	4,004	0,869
Котельная «ул. Ильича, 31А»	95/70	4-х трубная, закрытая	96	0,162	15,538	1,046	0,452	0,359
Котельная д/сада №7, пр-т Ленинского Комсомола, 66	95/70 со срезкой 70°C при -8,2°C	2-х трубная, зависимая	133	0,362	48,275	8,965	0,390	0,927
Котельная "ул. Понизовка, 52"	95/70	2-х трубная, зависимая	135	2,330	315,132	33,702	0,779	2,992
Котельная "113 кв.", ул. ВЧК	150/70 со срезкой 65°C при 2,34°C	2-х трубная, зависимая, смешанная (открытая от ТП закрытая)	201	35,185	7076,255	1412,678	22,626	1,555
<b>МУП "Гортеплосеть"</b>			<b>171</b>	<b>51,700</b>	<b>22794,400</b>	<b>3611,900</b>	<b>35,116</b>	<b>1,472</b>
<b>ООО "ТГК"</b>								
Котельная ООО "ТГК"	150/70 со срезкой 70°C при +3°C	2-х трубная, зависимая, смешанная (открытая от ТП закрытая)	221	114,111	25207,311	6781,598	78,134	322,617
<b>АО "ТЭСК"</b>								
ТЭЦ АО "ТЭСК"	130/70 со срезкой 70°C при 0°C	2-х трубная, закрытая, зависимая	300	19,900	9794,200	2417,500	70,510	138,905
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>								
Котельная ГО и ЧС	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	79	0,373	58,561	5,029	0,149	392,807

Источник тепло-снабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (однотрубном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
Котельная ОГУЗ "ОДКИБ"	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	100	0,570	113,900	5,029	1,892	60,190
Котельная "СОШ №11"	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	80	0,060	9,600	5,029	0,247	38,814
Котельная "СОШ №16"	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	100	0,023	4,600	5,029	0,208	22,115
Котельная "СОШ №37"	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	80	0,075	12,000	5,029	0,198	60,466
Котельная Спорткомплекса	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	76	0,053	8,056	5,029	0,331	24,344
Котельная "Школа-интернат №3"	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	75	0,393	58,875	3,466	0,472	124,806
Котельная УТИБДД	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	104	0,286	59,202	3,486	2,384	24,836
Котельная "Конно-спортивная СОШ"	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	100	0,500	100,000	5,888	0,637	157,068
Котельная ОКПТД	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	100	0,560	112,000	6,594	0,209	535,458
<b>ООО "Агропроект"</b>								
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 23"	95/70	зависимая, закрытая, без тепловых сетей	-	-	-	-	1,125	-
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 27"	95/70	4-х трубная, закрытая, зависимая	91	0,120	10,860	0,688	1,591	6,827

Источник тепло-снабжения	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов	Длина трубопроводов (однотрубном исчислении)	Материальная характеристика трубопроводов	Объем трубопроводов тепловых сетей	Подключенная нагрузка	Удельная материальная характеристика
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 29"	95/70	4-х трубная, закрытая, зависимая	91	0,174	15,747	0,998	1,550	10,159
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 35"	95/70	4-х трубная, закрытая, зависимая	91	0,190	17,195	1,090	2,075	8,287
Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	95/70	4-х трубная, закрытая, зависимая	91	0,214	19,367	1,227	1,592	12,168
Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	95/70	зависимая, закрытая, без тепловых сетей	-	-	-	-	0,692	-
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 11"	95/70	4-х трубная, закрытая, зависимая	103	0,320	32,960	2,542	1,848	17,840
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 13"	95/70	4-х трубная, закрытая, зависимая	78	0,240	18,720	1,025	0,889	21,053
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 15"	95/70	зависимая, закрытая, без тепловых сетей	-	-	-	-	1,004	-
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 17"	95/70	4-х трубная, закрытая, зависимая	88	0,152	13,300	0,845	0,779	17,070
<b>АО "ККХП"</b>								
Котельная АО "ККХП"	95/70	4-х трубная, закрытая, зависимая	75	3,501	263,434	13,667	11,410	23,088
<b>ООО "СБМ"</b>								
Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	95/70	2-х трубная, закрытая, зависимая	180	0,154	27,678	3,700	1,106	25,025

Известно, что универсальным показателем, позволяющим сравнивать различные системы транспортировки теплоносителя, является удельная материальная характеристика тепловой сети, которая определяется:

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{сумм}}^p} \left[ \frac{\text{м}^2}{\text{Гкал/ч}} \right]$$

где  $Q_{\text{сумм}}^p$  – присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч,  $M$  – материальная характеристика сети,  $\text{м}^2$ , равная:

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

По этому показателю можно оценить эффективность централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при ее передаче по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного централизованного теплоснабжения. При подвесной теплоизоляции, зоной высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения считается при значении удельной материальной характеристики тепловой сети до  $100 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$ . Зона предельной эффективности ограничена  $200 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$ .

При значениях приведенной материальной характеристики, превышающей  $200 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$  целесообразно применение индивидуального теплоснабжения. Следует иметь в виду, что применение в системе теплоснабжения предварительно изолированных труб с ППУ изоляцией, сдвигает зону предельной эффективности до  $300 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$ .

Значения удельных материальных характеристик, приведенных в таблице 1.42, свидетельствуют о высокой степени загруженности тепловых сетей некоторых котельных. Для некоторых источников тепла значения удельной материальной характеристики выходят за зону предельных значений.

Имеются котельные с малой степенью загруженности. Однако дальнейшая загрузка этих котельных возможна только после анализа гидравлического состояния системы, поскольку значения эквивалентной шероховатости трубопроводов могут в несколько раз превышать нормативные.

### **1.3.2 Карты тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе**

Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены в электронной модели теплоснабжения городского округа Курск.

### **1.3.3 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей. Установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

Для обеспечения возможности оперативного переключения на тепловых сетях городского округа Курск используется секционирующая и запорная арматура, устанавливаемая на ответвлениях от магистральных тепловых сетей к потребителям тепловой энергии. При этом используются стальные задвижки, шаровые клапаны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном



ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов. В качестве запорной арматуры на трубопроводах системы отопления в тепловых камерах установлена арматура диаметрами: 32, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 250 мм. Также установлены дренажная арматура диаметром – 25, 32, 40, 50, 80 мм и воздушники диаметром – 15, 20, 25 мм. Количество секционирующих устройств, для линейных частей магистрали, определены требованиями СНиП и особенностями топологии каждой системы.

Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует. В тепловых камерах установлены секционные задвижки.

#### **1.3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов**

Конструкции тепловых сетей в зависимости от вида прокладки имеют тепловые камеры и надземные павильоны.

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке в сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном в подземном исполнении из сборных железобетонных конструкций, монолитными или кирпичными, в зависимости от располагаемого в них оборудования, от места расположения камеры (под дорогой или в зеленой зоне) и силовых нагрузок, которые несет строительная конструкция камеры. Размеры камеры от 2х2 до 3х3 в плане и глубиной не менее 2-х метров. Камеры оборудованы прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямого. Перекрытие камер выполнено из железобетонных плит. В перекрытии оборудовано два или четыре люка. Крышки люков чугунные или железобетонные в зависимости от расположения камеры (железобетонные люки – газоны, чугунные люки – проезжая часть, тротуары).

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки шириной 0,6 м с ограждениями и лестницами.

Для удобства обслуживания крупногабаритной арматуры при надземной прокладке на тепловых сетях размещают павильоны из облегченных металлических конструкций. Здание камер-павильонов одноэтажное, стены кирпичные, общая площадь до 35 м<sup>2</sup>. Для обслуживания электрических задвижек предусмотрено электрооборудование и электроосвещение камер-павильонов. Вся пускорегулирующая аппаратура размещается в специальном щитовом помещении. Предусмотрено местное управление задвижками и возможность подключения любой системы телемеханики. Подъезды к павильонам теплосети запроектированы от существующих дорог.

#### **1.3.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

В соответствии с п.5 ст.20 Федерального закона от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении» температурный график системы теплоснабжения утверждается схемой теплоснабжения.

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой

энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, а также покрытия тепловой нагрузки горячего водоснабжения, в соответствии с требованиями СанПин 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. Изменение к СанПиНу 2.1.4.1074-01». Температура в помещениях должна быть постоянной и находится на уровне не менее  $+20^{\circ}\text{C}$ .

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать. Различают центральное (регулирование осуществляется на источнике теплоснабжения – котельная или ТЭЦ), групповое (регулирование отопления группы отапливаемых зданий осуществляется в центральном (ЦТП) или групповом (ГТП) тепловом пункте) и местное (регулирование осуществляется непосредственно у нагревательных приборов – индивидуальное (ИТП) или в местном (МТП) тепловом пункте) регулирование отпуска тепла.

В Российской Федерации в городских системах централизованного теплоснабжения принять качественный режим регулирования отпуска тепла, которое дополняется на вводах потребителей местным количественным регулированием. Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. Однако в большинстве случаев тепловая нагрузка неоднородна и поэтому, в этом случае центральное регулирование ведется по характерной отопительной нагрузке или совместной тепловой нагрузке отопления и ГВС для большинства потребителей. Во втором случае расход воды в тепловых сетях увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или вообще не меняется.

В закрытых системах теплоснабжения качественный метод регулирования строится из предположения постоянного расхода воды в системах отопления в течение всего сезона, что стабилизирует гидравлический режим сети. Это является преимуществом качественного метода регулирования отпуска тепла.

Недостаток качественного метода регулирования состоит в том, что он не всегда удовлетворяет условиям всех потребителей, так как температурный расчет количества тепла строится по типовому абоненту.

В городском округе Курске для регулирования отпуска тепловой энергии от тепловых источников в тепловые сети используется качественное центральное регулирование по отопительно-вентиляционной нагрузке с расчетными параметрами теплоносителя, то есть при постоянном расходе теплоносителя изменяется его температура.

Традиционно системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного графика обычно  $95/70^{\circ}\text{C}$  с элеваторным качественным регулированием температуры теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим как бы жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях, закрытых или открытых систем ГВС. Поэтому, в практическом плане, стремление к снижению затрат на транспорт теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике.

Выбор оптимального температурного графика зависит от дальности транспорта теплоты, которая характеризуется удельными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, и от величины тепловых потерь в сетях. Рост тепловых потерь в сетях приводит к снижению темпера-

турного графика, а увеличение расхода энергии на перекачку теплоносителя, при увеличении его расхода в сети либо дальности транспортировки, вызывает повышение температурного графика.

В зависимости от условий эксплуатации системы теплоснабжения производится срезка температурного графика отпуска тепла потребителям. При этом должен обеспечиваться стабильный гидравлический режим системы, не требующий переналадки сетей и абонентских узлов.

При теплоснабжении от источника тепла срезка температурного графика, в зоне положительных температур наружного воздуха в отопительный период, при наличии абонентских установок ГВС соответствует температуре прямой сетевой воды 63-65°C. В летний период эта температура должна быть 65-70°C для исключения недогрева воды в абонентских установках ГВС до 60°C, а также во избежание потерь теплоты со сливом и повышенного расхода водопроводной воды.

Расчет эксплуатационного температурного графика должен производиться для конкретных условий эксплуатации систем теплоснабжения перед предстоящим отопительным сезоном.

Выбор графиков обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии, отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей и близким расположением абонентов тепловой сети.

Предоставленные утвержденные температурные графики работы систем теплоснабжения от источников тепла городского округа Курск, представлены в таблице 1.43.

**Таблица 1.43** - Температурные графики качественного регулирования отпуска тепла от источников тепла

Температура наружного воздуха, °С	ТЭЦ-4		ТЭЦ АО "ТЭСК"		ТЭЦ-1, ПП «ТЭЦ СЗР»		Котельная «113 кв.»		Котельные: «ул. Литовская, 95», д/сада №7, «ул. Ломоносова, 44»		Котельные: ЛОК УВД урочище «Солянка», «Косиново», «ул. Скорятина, 29», «Южный пер., 16», «Москва», детской поликлиники №5, школы №9, школы №12, интерната №4, котельные ГУПКО «Курскоблжилкомхоз», котельные ООО «Агропрект», котельная ООО «СБМ»	
	115/70°С		130/70°С		115/70°С		115/70°С		95/70°С		95/70°С	
	срезка на 95°С при -14°С и 65°С при +5°С		срезка на 70°С при +3°С		срезка на 95°С при -14°С и 70°С при +4°С		срезка на 65°С при +2,34		срезка на 70°С при -8,2°С			
Т <sub>н.в.</sub>	τ <sub>1срез</sub>	τ <sub>2срез</sub>	τ <sub>1срез</sub>	τ <sub>2срез</sub>	τ <sub>1срез</sub>	τ <sub>2срез</sub>	τ <sub>1срез</sub>	τ <sub>2срез</sub>	τ <sub>1срез</sub>	τ <sub>2срез</sub>	τ <sub>1</sub>	τ <sub>2</sub>
8	65,0	46,7	70	57,8	72,0	46,1	65	41,7	70	59	40,6	34,9
7	65,0	46,4	70	57,5	72,0	45,7	65	41,1	70	58,7	42,4	36,2
6	65,0	46,2	70	57,2	72,0	45,4	65	40,5	70	58,4	44,2	37,4
5	65,0	46,0	70	56,9	72,0	45,2	65	39,9	70	58,1	46	38,6
4	65,0	45,9	70	56,6	72,0	45,1	67,3	40,6	70	57,8	47,8	39,8
3	65,0	45,7	70	56,3	72,0	45,0	70,4	41,8	70	57,5	49,5	41
2	65,0	45,6	70	56	72,0	44,9	73,5	43	70	57,2	51,3	42,2
1	65,0	45,5	70	55,8	72,0	44,8	76,6	44,2	70	56,9	53	43,3
0	65,8	45,8	70	55,5	72,0	44,8	79,7	45,4	70	56,6	54,7	44,4
-1	67,7	46,7	71,5	56,3	72,0	43,9	82,7	46,5	70	56,4	56,3	45,5
-2	69,6	47,6	73,9	58	72,1	44,9	85,8	47,7	70	56,1	58	46,64

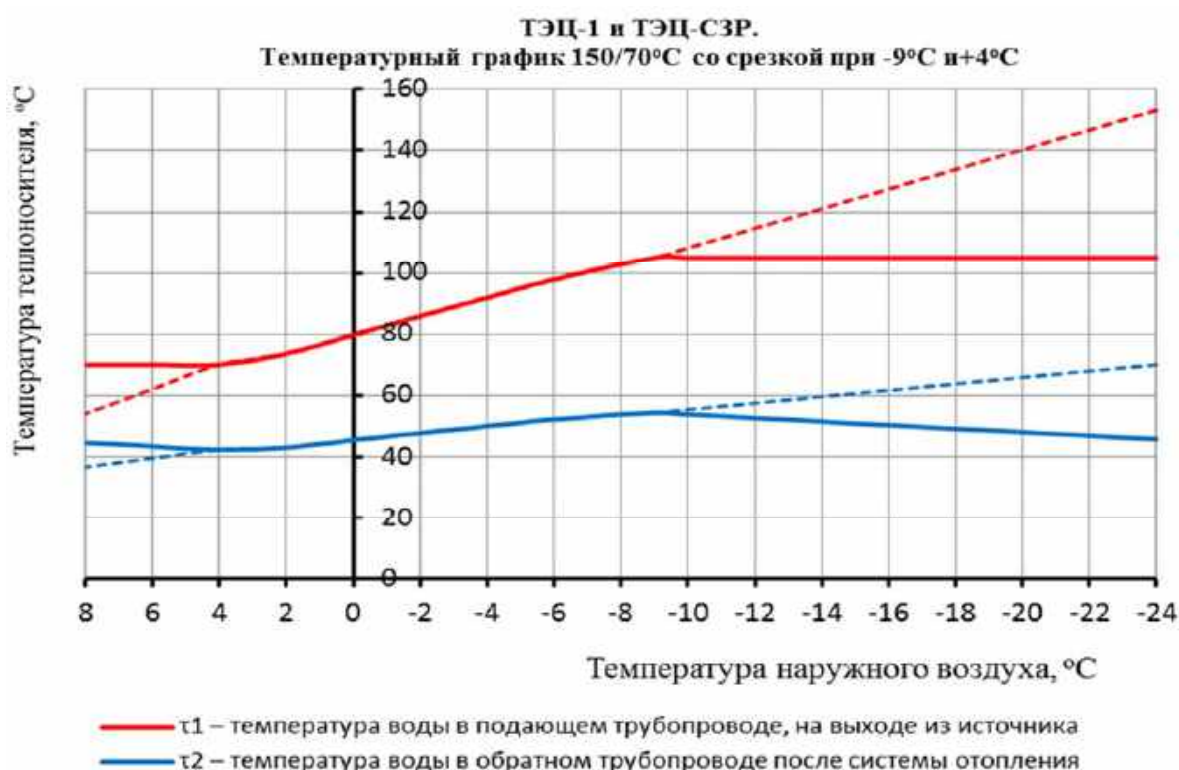
Температура наружного воздуха, °С	ТЭЦ-4		ТЭЦ АО "ТЭСК"		ТЭЦ-1, ПП «ТЭЦ СЗР»		Котельная «113 кв.»		Котельные: «ул. Литовская, 95», д/сада №7, «ул. Ломоносова, 44»		Котельные: ЛОК УВД урочище «Солянка», «Косиново», «ул. Скорятина, 29», «Южный пер., 16», «Москва», детской поликлиники №5, школы №9, школы №12, интерната №4, котельные ГУПКО «Курскоблжилкомхоз», котельные ООО «Агропрект», котельная ООО «СБМ»	
Т <sub>н.в.</sub>	115/70°С		130/70°С		115/70°С		115/70°С		95/70°С		95/70°С	
	срезка на 95°С при -14°С и 65°С при +5°С		срезка на 70°С при +3°С		срезка на 95°С при -14°С и 70°С при +4°С		срезка на 65°С при +2,34		срезка на 70°С при -8,2°С		95/70°С	
	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1</sub>	Т <sub>2</sub>
-3	71,6	48,4	76,4	59,7	74,2	45,8	88,8	48,8	70	55,8	59,7	47,7
-4	73,5	49,3	78,8	61,3	76,2	46,8	91,8	49,9	70	55,5	61,3	48,8
-5	75,4	50,2	81,2	62,9	78,2	47,8	94,8	51	70	55,3	62,9	49,9
-6	77,3	51,1	83,6	64,5	80,2	48,8	97,8	52,1	70	55	64,5	50,9
-7	79,2	52,0	86	66,1	82,2	49,7	100,8	53,1	70	54,7	66,1	51,9
-8	81,0	52,9	88,4	57,8	84,2	50,7	103,7	54,2	70	54,5	67,7	53
-9	82,9	53,7	90,8	57,5	86,2	51,6	106,7	55,3	71,3	55,3	69,3	54
-10	84,8	54,6	93,2	57,2	88,2	52,6	109,6	56,3	73	56,3	70,9	55
-11	86,6	55,5	95,5	56,9	90,1	53,5	112,6	57,3	74,6	57,3	72,4	56
-12	88,4	56,4	97,9	56,6	92,1	54,4	115,5	58,3	76,2	58,3	74	57
-13	90,3	57,2	100,2	56,3	94,0	55,3	118,4	59,4	77,8	59,4	75,5	57,9
-14	92,1	58,1	102,5	56	95,0	56,2	121,3	60,4	79,4	60,4	77,1	58,9
-15	93,9	58,9	104,9	55,8	95,0	57,2	124,2	61,4	81	61,4	78,6	59,9
-16	95,0	59,8	107,2	55,5	95,0	58,1	127,1	62,3	82,6	62,3	80,1	60,8
-17	95,0	60,6	109,5	56,3	95,0	59,0	130	63,3	84,2	63,3	81,7	61,8
-18	95,0	61,5	111,8	58	95,0	59,8	132,9	64,3	85,7	64,3	83,2	62,7
-19	95,0	62,3	114,1	59,7	95,0	60,7	135,7	65,3	87,3	65,3	84,7	63,6
-20	95,0	63,2	116,4	61,3	95,0	61,6	138,6	66,2	88,8	66,2	86,2	64,6
-21	95,0	64,0	118,7	62,9	95,0	62,5	141,5	67,2	90,4	67,2	87,6	65,5

Температура наружного воздуха, °С	ТЭЦ-4		ТЭЦ АО "ТЭСК"		ТЭЦ-1, ПП «ТЭЦ СЗР»		Котельная «113 кв.»		Котельные: «ул. Литовская, 95», д/сада №7, «ул. Ломоносова, 44»		Котельные: ЛОК УВД урочище «Солянка», «Косиново», «ул. Скорятина, 29», «Южный пер., 16», «Москва», детской поликлиники №5, школы №9, школы №12, интерната №4, котельные ГУПКО «Курскоблжилкомхоз», котельные ООО «Агропрект», котельная ООО «СБМ»	
Т <sub>н.в.</sub>	115/70°С		130/70°С		115/70°С		115/70°С		95/70°С		95/70°С	
	срезка на 95°С при -14°С и 65°С при +5°С		срезка на 70°С при +3°С		срезка на 95°С при -14°С и 70°С при +4°С		срезка на 65°С при +2,34		срезка на 70°С при -8,2°С			
	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1срез</sub>	Т <sub>2срез</sub>	Т <sub>1</sub>	Т <sub>2</sub>
-22	95,0	64,9	120,9	64,5	95,0	63,4	144,3	68,1	91,9	68,1	89,1	66,4
-23	95,0	65,7	123,2	66,1	95,0	64,2	147,2	69,1	93,5	69,1	90,6	67,3
-24	95,0	66,5	125,5	67,7	95,0	65,1	150	70	95	70	92,1	68,2
-25	95,0	66,1	127,7	69,3	95,0	64,7	150	69,4	95	69,7	93,5	69,1
-26	95,0	65,7	130	70,9	95,0	64,3	150	68,8	95	69,5	94	69,6
-27	95,0	65,2	130	69,5	95,0	63,9	150	68,2	95	69,2	95	70

### 1.3.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Действующие температурные графики разработаны для городского округа в соответствии с местными климатическими условиями. На графиках отражена зависимость температуры прямой сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

Расчетная схема централизованного регулирования отпуска тепла на Курской ТЭЦ-1 и Курская ПП «ТЭЦ СЗР», ранее осуществлялась по утвержденному эксплуатационному температурному графику качественного регулирования 150/70°C, с точкой излома температурного графика 70°C (действует в диапазоне температур наружного воздуха от +4°C и выше). С 2013 г. была введена срезка температурного графика - 105°C (действующая в диапазоне температур наружного воздуха от -9°C и ниже) (рисунок 1.14).



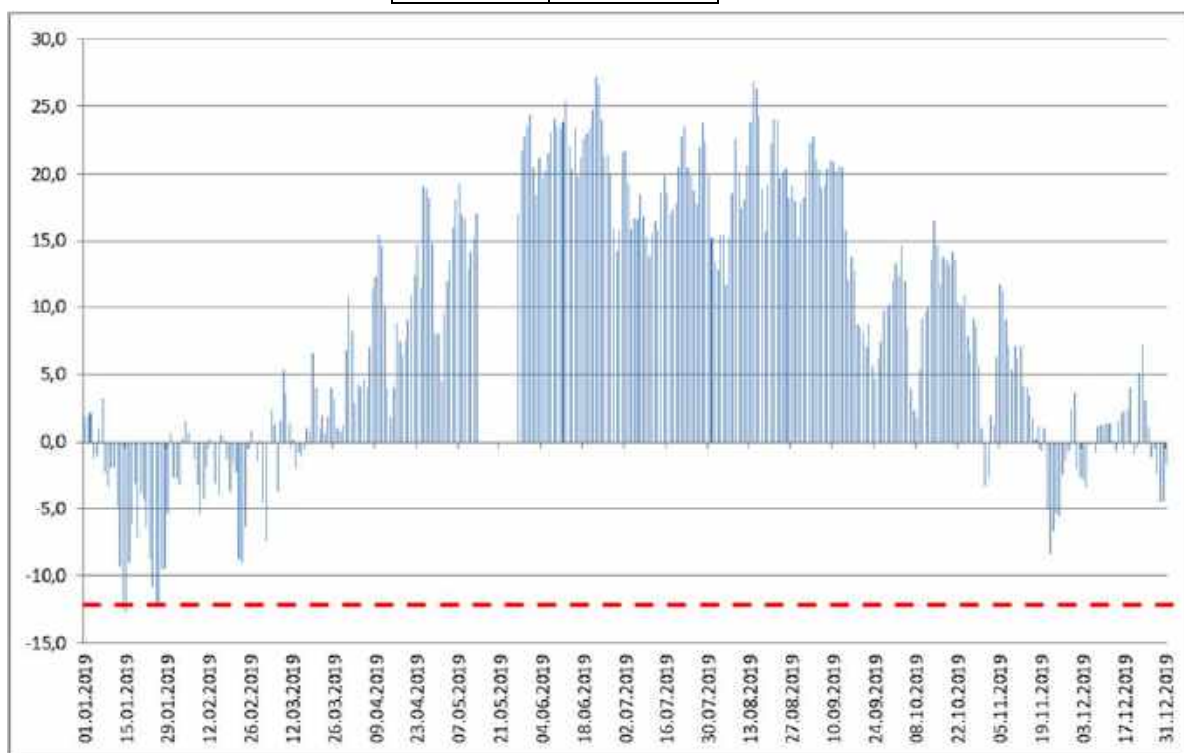
**Рисунок 1.14** - Температурный график 150/70°C со срезкой на -105°C при -9°C и – 70°C при +4°C Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР» (действовал с 2013 по 2018 гг.)

После введения срезки температурного графика централизованного регулирования отпуска тепла, в период с 2014 по 2018 гг., осуществлена последовательная переналадка всех систем теплоснабжения, находящихся в зоне действия Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР». Комплекс мер, включающий в себя мероприятия по переналадке систем теплоснабжения и мероприятия, связанные с изменением схемы потокораспределения, реализовывался в соответствии с требованиями подпункта 7) пункта 3 Статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении". По факту реализации указанных мероприятий системы теплоснабжения переведены на режим работы, соответствующий эксплуатационному температурному графику количественно-качественного регулирования 115/70°C. При этом:

- точка излома температурного графика сохранена на прежнем уровне (70°C) – что привело к увеличению диапазона функционирования системы теплоснабжения в указанном режиме, до значений, определенных температурами наружного воздуха от 0°C и выше;

- значение точки срезки температурного графика, сниженное до значения  $95^{\circ}\text{C}$ , полностью соответствует возможности использования качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $-14^{\circ}\text{C}$ , так как количество суток отопительного периода, в которые температура наружного воздуха была ниже предельного значения, соответствующего точке срезки графика  $115/70^{\circ}\text{C}$ , ничтожно мало (фактические значения среднесуточных температур в 2019 г, приведены на рисунке 1.15);
- введен диапазон количественного регулирования, при котором, в целях компенсации снижения температуры внутреннего воздуха в помещениях (при функционирования системы теплоснабжения в условиях низких температур в длительный период), необходимо увеличение расхода теплоносителя (диапазон количественно-качественного регулирования), в пределах значений поправочных коэффициентов, к расходам теплоносителей на коллекторах Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР» указанных ниже.

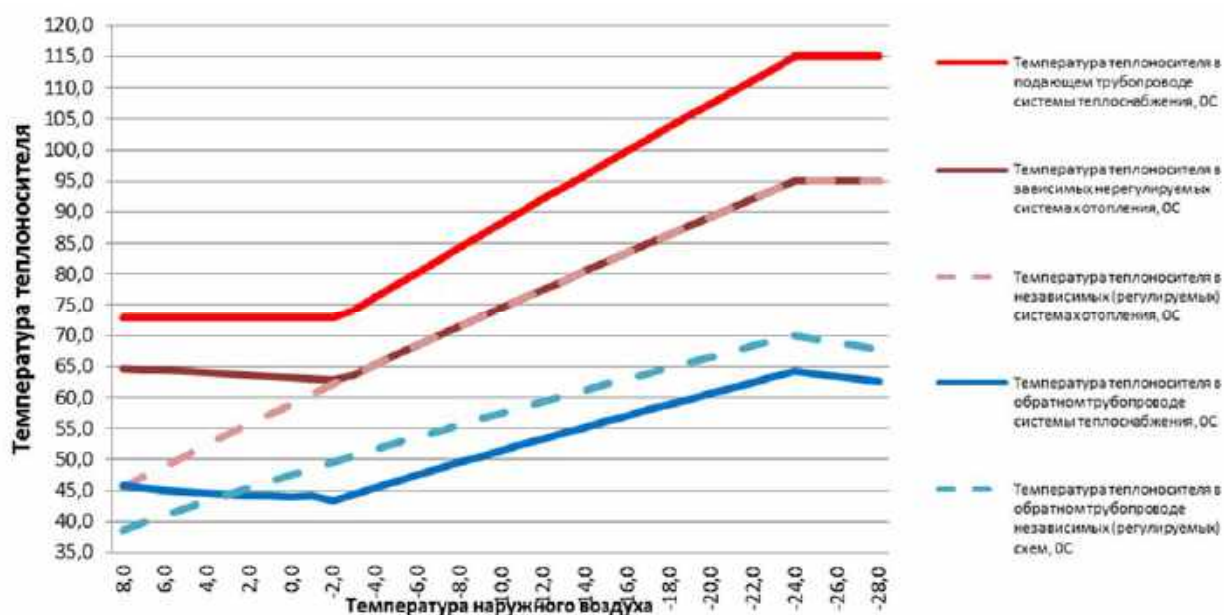
-24	1,53681617
-23	1,46963387
-22	1,40601734
-21	1,34571662
-20	1,28850633
-19	1,2341829
-18	1,18256222
-17	1,13347759
-16	1,08677805
-15	1,04232681



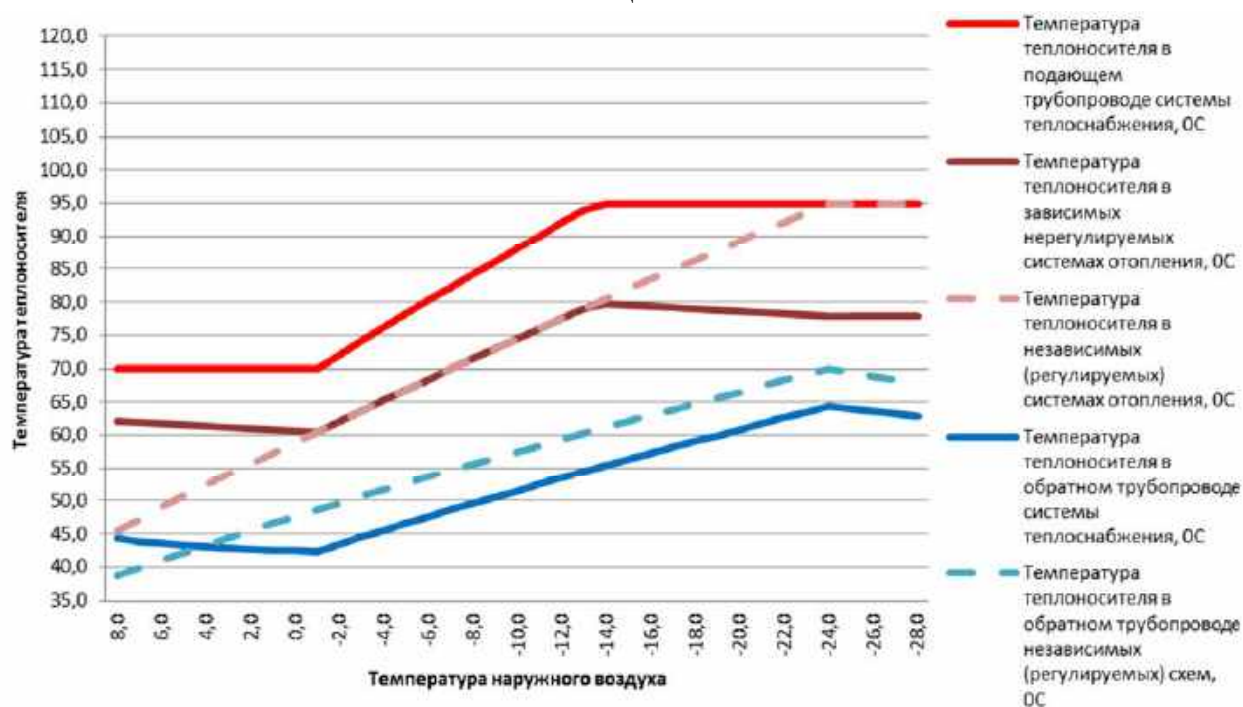
**Рисунок 1.15** - Фактические среднесуточные значения температуры наружного воздуха в 2019 г.

Оптимальный температурных график, в соответствии с которым осуществляется эксплуатация систем теплоснабжения, в зоне действия Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР», представлен на рисунке 1.17



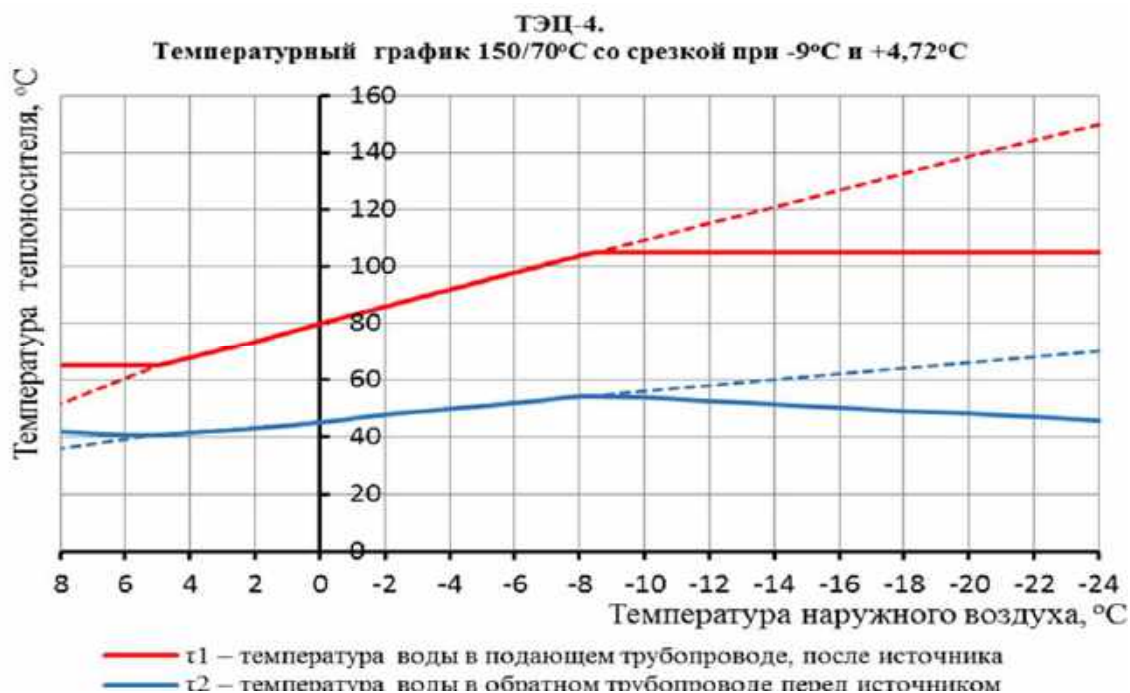


**Рисунок 1.16** - Температурный график 115/70°C со срезкой 70°C при 0°C Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР»

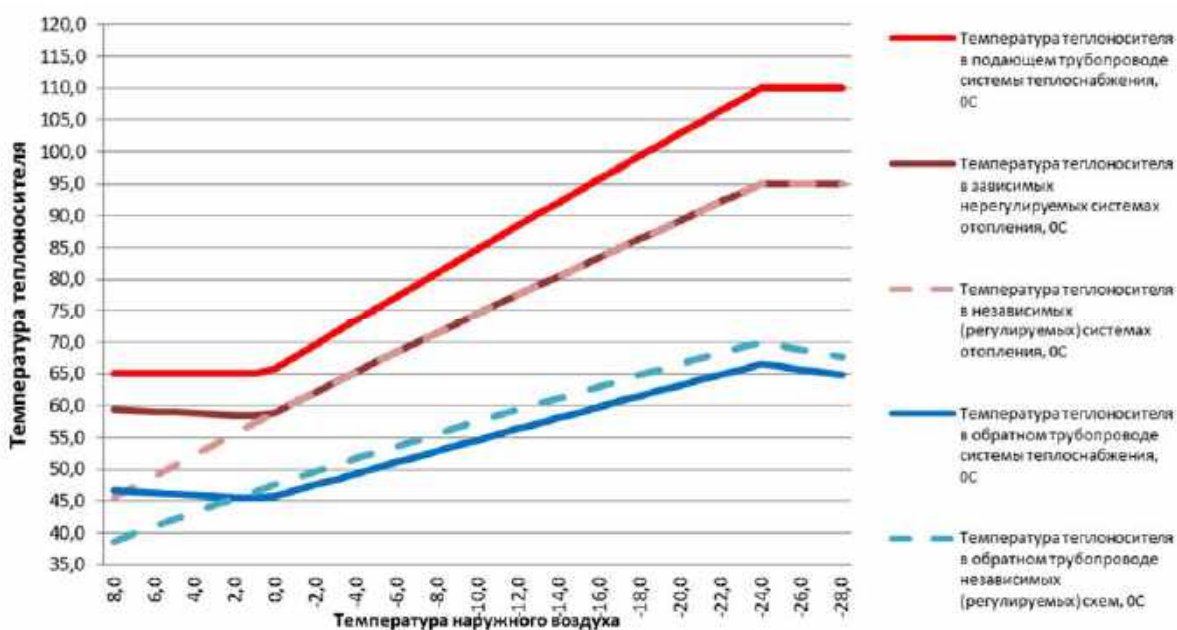


**Рисунок 1.17** - Температурный график 115/70°C со срезкой на 95°C при -14°C и 70°C при 0°C Курской ТЭЦ-1 и Курской ПП «ТЭЦ СЗР» (введен в 2018 г.)

Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ-4 осуществлялся только в сетевой воде качественным способом по температурному графику 150/70°C со срезкой на 105°C при -9°C и 65°C при +4,72°C (рисунок 1.18).



**Рисунок 1.18** - Температурный график 150/70°C со срезкой на 105°C при -1°C и 65°C при +4,72°C Курской ТЭЦ-4 (действовал с 2013 по 2018 гг.)

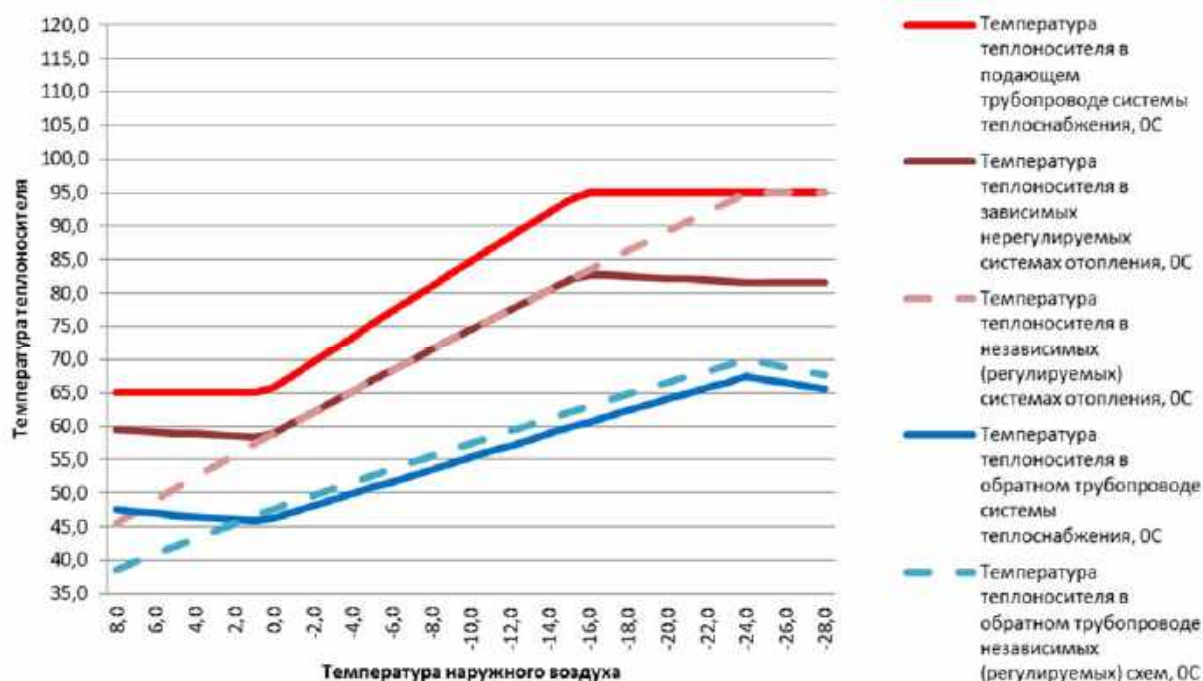


**Рисунок 1.19** - Температурный график 115/70°C со срезкой 65°C при +4,72°C Курской ТЭЦ-4

После введения срезки температурного графика централизованного регулирования отпуска тепла, в период с 2014 по 2018 гг., осуществлена последовательная переналадка всех систем теплоснабжения, находящихся в зоне действия Курской ТЭЦ-4. Комплекс мер, включающий в себя мероприятия по переналадке систем теплоснабжения и мероприятия, связанные с изменением схемы потокораспределения, реализовывался в соответствии с требованиями подпункта 7) пункта 3 Статьи 23 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении". По факту реализации указанных мероприятий системы теплоснабжения переведены на режим работы соответствующий, эксплуатационному температурному графику количественно-качественного регулирования 115/70°C. При этом:

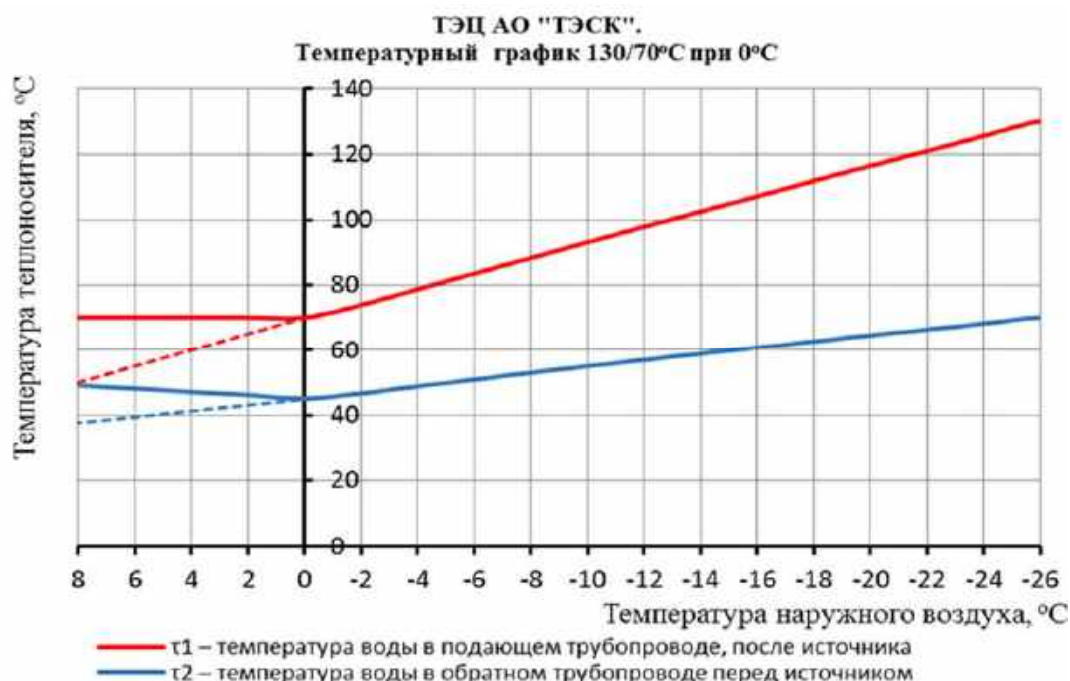
- точка излома температурного графика сохранена на прежнем уровне (65°C) – что привело к увеличению диапазона функционирования системы теплоснабжения в указанном режиме, до значений определенных температурами наружного воздуха от +1°C и выше;
- значение точки срезки температурного графика, сниженное до значения 95°C, полностью соответствует возможности использования качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от 0°C до -16°C, так как количество суток отопительного периода, в которых температура наружного воздуха была ниже предельного значения, соответствующего точке срезки графика 115/70°C, ничтожно мало (фактические значения среднесуточных температур в 2019 г, приведены на рисунке 1.20);
- введен диапазон количественного регулирования, при котором, в целях компенсации снижения температуры внутреннего воздуха в помещениях (при функционировании системы теплоснабжения в условиях низких температур в длительный период), необходимо увеличение расхода теплоносителя (диапазон количественно-качественного регулирования), в пределах значений поправочных коэффициентов, к расходам теплоносителей на коллекторах Курской ТЭЦ-4, указанных ниже.

-24	1,42632172
-23	1,36364757
-22	1,30452062
-21	1,24867232
-20	1,1958621
-19	1,14587401
-18	1,09851382
-17	1,05360661
-16	1,01099464



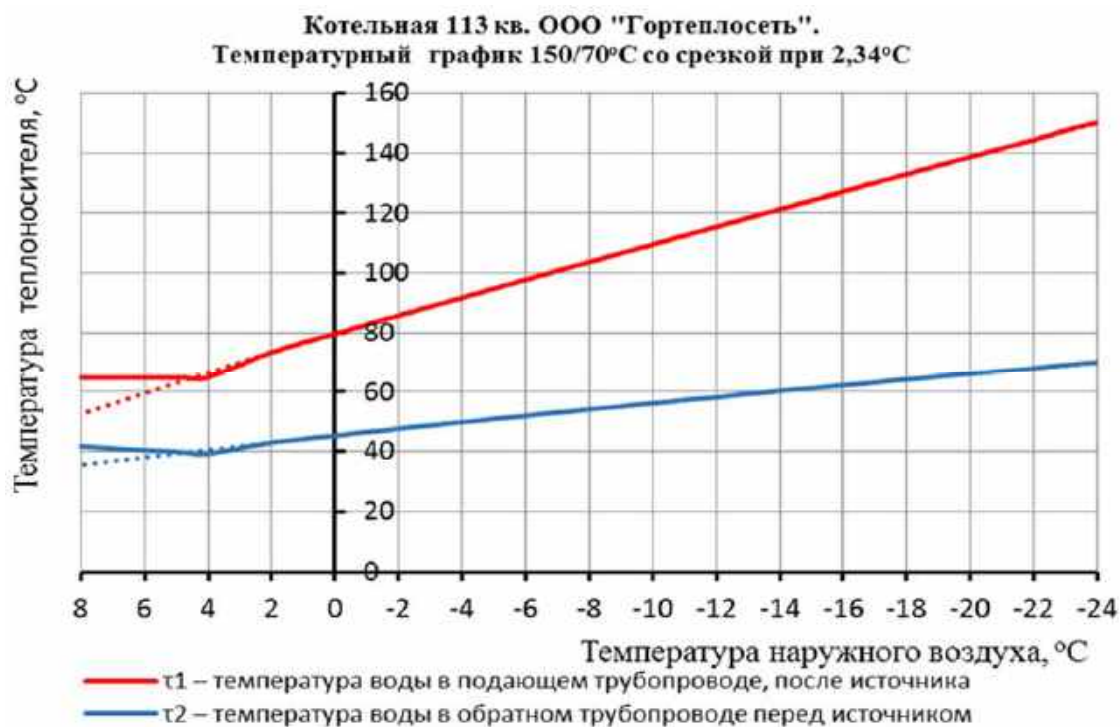
**Рисунок 1.20** - Температурный график 115/70°C со срезкой на 95°C при -14°C и 65°C при +1°C Курской ТЭЦ-4 (введен в 2018 г.)

Центральное качественно-количественное регулирование отпуска тепла на ТЭЦ АО «ТЭСК» осуществляется по утвержденному эксплуатационному температурному графику 130/70°C со срезкой на 70°C при 0°C (рисунок 1.21).

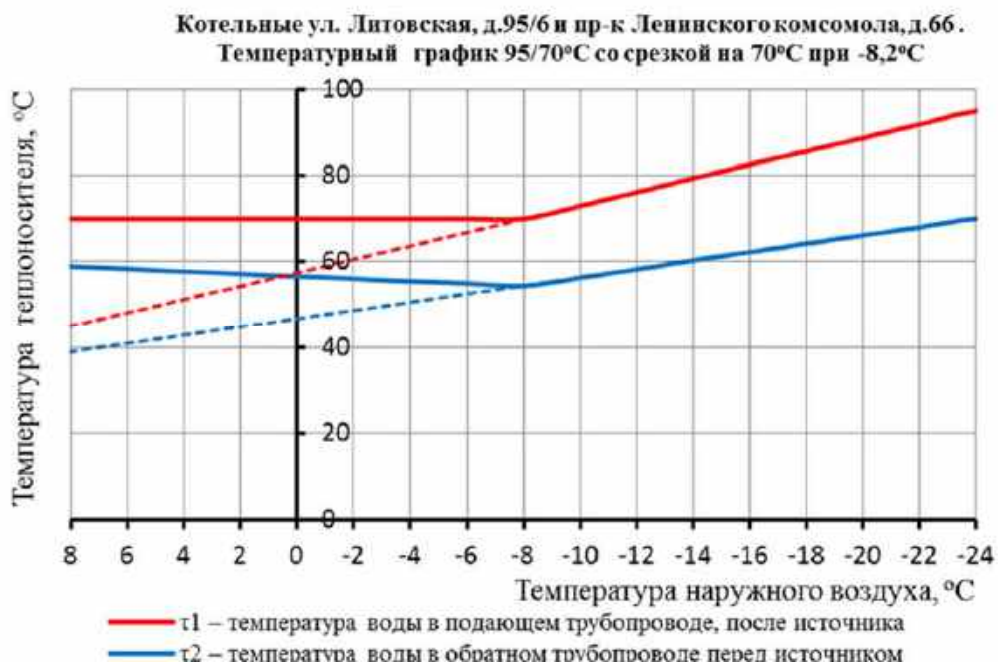


**Рисунок 1.21** - Температурный график 130/70°C со срезкой на 70°C при 0°C ТЭЦ АО «ТЭСК»

На котельной «113 кв.» МУП "Гортеплосеть" отпуск тепла осуществляется по температурному графику 150/70°C со срезкой на 65°C при +2,34°C, а на котельных: «ул. Литовская, 95», д/сада №7 (пр-т Ленинского Комсомола, 66) и «ул. Ломоносова, 44» – 95/70°C со срезкой на 70°C при -8,2°C. Соответствующие графики приведены на рисунках 1.22 и 1.23.



**Рисунок 1.22** - Температурный график 150/70°C со срезкой на 65°C при +2,34°C котельной «113 кв.»



**Рисунок 1.23** - Температурный график 95/70°C со срезкой на 70°C при -8,2°C котельных МУП "Гортеплосеть" «ул. Литовская, 95» и д/сада №7 (пр-т Ленинского Комсомола, 66)

Для большинства котельных МУП "Гортеплосеть" («Косиновое», «ул. Скорятина, 29», «Южный пер., 16», «Москва», поликлиники №5 (ул. Казацкая, 152), школы №9, школы №12, интерната №4) и котельной «ЛОК УВД» урочище «Солянка» основным температурным графиком является 95/70°C (см. рисунок 1.24).





**Рисунок 1.24** - Температурный график 95/70°C котельных МУП "Гортеплосеть" и котельной ЛОК УВД Урочище "Солянка"

Выбор повышенных графиков отпуска тепла (Курской ТЭЦ-1, Курской ТЭЦ-4, Курской ПП «ТЭЦ СЗР», ТЭЦ АО «ТЭСК», котельной ООО «ТГК», котельной «113 кв.»), обусловлен присоединением систем отопления по зависимой схеме с элеваторным смешением, а также наличием схем, использующих насосы смешения не оборудованных регуляторами температуры теплоносителя, подаваемого во внутренние системы отопления. Насосы смешения используются в точках поставки со сниженным располагаемым напором. Температура теплоносителя задается исходя из параметров эксплуатационного температурного графика, в зависимости от температуры наружного воздуха, два раза в сутки по состоянию на 7-00 часов и 19-00 часов. В период резкого изменения температуры наружного воздуха ( $\pm 3^\circ\text{C}/\text{час}$  и более) корректировка суточного графика отпуска тепла производится в любое время суток по фактической температуре наружного воздуха и ветровому воздействию.

При этом формирование диспетчерских заданий, по доведению параметров теплоносителей, на крупных источниках тепла (Курская ТЭЦ-1, Курская ТЭЦ-4, Курская ПП «ТЭЦ СЗР») до графических значений, утвержденных температурных графиков, производится с учетом следующих особенностей:

- при резких перепадах температур наружного воздуха, скорость набора нагрузки, а равно и скорость ее снижения, корректируется с учетом допустимого предельного значения (градусы в сутки), устанавливаемого в соответствии с показателями надежности, а именно интенсивности отказов в магистральных тепловых сетях (ед./1000 кв. м. материальной характеристики тепловых сетей с  $\text{Ду} > 150$  мм). Указанное ограничение действует до момента достижения значения показателя 0,6 ед./1000 кв. м. МХ и ниже, что соответствует показателям высоконадежных систем теплоснабжения в соответствии определяемых в соответствии с "Методическими указаниями по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения", утвержденными Приказом Минрегиона России от 26.07.2013 №310;

- использование прогнозов изменения температуры наружного воздуха от 3-х суток и выше, с целью обеспечения достижения графических параметров теплоносителей, с учетом ограничения технической возможности регулирования отпуска тепла, осуществляемого по качественному принципу, в виду существующих ограничений скорости набора и снижения нагрузки.

Выбор пониженных графиков отпуска тепла (на прямых параметрах - 95/70°C), обусловлен тем, что оборудование источников, тепловых сетей (компенсаторы и неподвижные опоры) и потребителей не рассчитано на более высокую температуру теплоносителя. Применение более высокого температурного графика отпуска тепла невозможно без значительных инвестиций в источники, сети и тепловые пункты потребителей.

Исходя из фактов, приведенных выше, необходимость в изменении температурных графиков отпуска тепловой энергии на источниках теплоснабжения, работающих на сниженных графиках (95/70°C) отсутствует.

Необходимо утвердить указанные температурные графики в связи с тем, что в зонах теплоснабжения от указанных источников уже проведен комплекс мероприятий по наладке режимов поставки и потребления тепловой энергии и теплоносителей, в соответствии с которым поддержание параметров теплоносителей осуществляется в соответствии с указанными графическими значениями. Также подтверждаются результатами анализа фактического температурного режима, который осуществляется в результате сравнения фактических температур сетевой воды, полученных по показаниям приборов учета тепловой энергии, установленных на источниках, с нормативными значениями качества работы всей теплоэнергетической системы, определенного из соответствия фактических температур сетевой воды их нормативным (графическим) значениям.

При этом указанное соответствие (несоответствие), устанавливается на основании анализа отклонения фактического значения температуры теплоносителя, относительно графического значения. Согласно, пункта 9.2.1 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» и пункту 2.3.4. РД 153-34.0-20.507-98, отклонение среднесуточной температуры сетевой воды, поступившей в системы отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения, должно быть в пределах  $\pm 3\%$  от установленного температурного графика, а фактическая среднесуточная температура обратной сетевой воды из тепловой сети не должна превышать заданную температурным графиком температуру более чем на 5%.

В тоже время анализ функционирования системы централизованного теплоснабжения крупных источников тепловой энергии на оптимальном температурном графике 115/70°C со срезкой на 70°C для ТЭЦ-1, ТЭЦ СЗР и 65°C для ТЭЦ-4, введенном в 2018 году, с учетом ограничений скорости загрузки разгрузки источников тепла, указывает на то, что выбранный способ регулирования тепловой нагрузки соответствует нормативным требованиям. К недостаткам такой схемы регулирования можно отнести:

- увеличение расхода теплоносителя, относительно рабочих параметров графика (150/70°C) и как следствие, наличие перегрева значительной части систем теплопотребления.
- недогрев потребителей в связи с ограничениями по скорости загрузки ТЭЦ (который по ТЭЦ-1 и ТЭЦ-4, составил 1 сутки за весь отопительный период, по ТЭЦ СЗР – 5 суток, однако при этом недогрев компенсировался увеличением расхода сетевой воды).

К достоинствам такой схемы регулирования можно отнести:

- увеличение диапазона работы по качественному графику (снижение перетоков);
- снижение количества инцидентов с повреждениями подающих трубопроводов (снижение влияния температурных расширений);
- снижение потерь через изоляцию (за счет уменьшения средней температуры сетевой воды).

Можно сделать вывод о существенном завышении расходов сетевой воды, носящим ярко выраженный сезонный характер. Указанный фактор свидетельствует о наличии проблемы с недостаточной площадью и (или) ухудшением состояния поверхностей нагрева подогревателей сетевой воды, установленных на ЦТП, ГТП и ИТП, приводящих к завышению температуры, а следовательно и расхода, возвращаемых из систем теплоснабжения теплоносителей (особенно в летнем периоде). При завышенном расходе циркуляции, происходит рост расхода электроэнергии на привод сетевых насосов на теплоисточнике, а также рост тепловых потерь через тепловую изоляцию в связи с увеличением средней температуры сетевой воды в системах теплоснабжения.

Указанная тенденция (рост расходов сетевой и подпиточной воды и энергозатрат на ее перекачку), наблюдается практически во всех отечественных системах теплоснабжения и обусловлена следующими факторами:

- компенсацией недотопа, производимой владельцами теплопотребляющих установок, находящихся в наиболее удаленных от источников теплоснабжения точках поставки;
- снижение качества наладки у потребителей, подключенных по зависимой схеме через элеваторные узлы, вследствие снижения располагаемых напоров в указанных точках (снижение располагаемых напоров происходит из-за увеличения объема циркуляции и как следствие роста величины гидравлических потерь), что в свою очередь, обуславливает снижение скоростей теплоносителей при сопловом дросселировании, определяющем, либо недостаточный объем подмешиваемой воды, либо необходимость заглушки подмешивающих линий, при опрокидывании циркуляции;
- снижение качества наладки у потребителей, подключенных по зависимой схеме (как через элеваторные узлы, так и насосы подмеса) с малой величиной коэффициента смешения;
- снижение эффективности теплообмена у потребителей, подключенных по независимым схемам, в связи с недостаточной поверхностью теплообменников СОиВ, спроектированных по техническим условиям на подключение к системе теплоснабжения с графическими параметрами 150/70°C.

При том, что тенденция к снижению температур теплоносителя, как в подающих магистралях, так и распределительных трубопроводах происходит повсеместно, стоит отметить, что решения по оптимизации температурных режимов (в т.ч. в рамках систем теплоснабжения города Курска), не является окончательным, в связи с тем, что к настоящему времени не урегулирован баланс положительных и отрицательных последствий из которых:

**в качестве положительных последствий можем рассматривать:**

- 1) понижение температуры теплоносителя, которая существенно снижает объем тепловых потерь при текущем состоянии теплосетевых объектов;
- 2) возможность использования полимерных конструктивных и изоляционных материалов в составе предизолированных трубопроводов, имеющих ограничение по рабочей температуре (как



правило, на уровне 95°C), что позволяет увеличивать срок службы реконструируемых сетей до 50 лет;

3) снижение количества эксплуатационных инцидентов, связанных с нарушением плотности трубной части подающих трубопроводов магистральных и распределительных сетей, работающих на повышенном температурном графике, в связи со снижением влияния тепловых расширений;

4) увеличение диаметров потокоограничивающих устройств и расчетных сопел, что позволяет осуществлять более качественную наладку, в зависимости подключенных схем;

5) снижение времени недопоставки тепловой энергии и теплоносителей, за счет исключения дополнительных операций, связанных с проведением технического диагностирования трубопроводов в соответствии с законодательством о промышленной безопасности (в случае вывода объектов из разряда ОПО).

**в качестве отрицательных последствий можем рассматривать:**

1) увеличение расхода сетевой воды, приводящее к возникновению ограничений пропускной способности и увеличению расхода электрической энергии на транспортировку и распределение теплоносителей;

2) увеличение диаметров условного прохода теплосетевых объектов, что приводит к удорожанию стоимости строительства и реконструкции объектов магистрального трубопроводного транспорта;

3) снижение располагаемого напора у наиболее удаленных потребителей, обуславливающее необходимость реконструкции теплопотребляющих установок с изменением схемы подключения, либо на независимую, либо установки оборудования обеспечивающего регулируемое насосное смешение. Это приводит к возникновению дополнительных расходов на реконструкцию (улучшение) имущества на балансе владельцев теплопотребляющих установок.

При этом отрицательные последствия, сопутствующие переходу на низкотемпературное теплоснабжение, как правило, могут быть полностью урегулированы за счет полного оснащения отопительных приборов потребителей терморегуляторами, а теплопотребляющих установок, системами тепловой автоматики, которые обеспечивают наибольшую эффективность при переводе схемы подключения на независимую. При пониженном температурном графике, предусматривающем существенное снижение изменений температуры сетевой воды при регулировании тепловой нагрузки и оборудовании теплопотребляющих установок необходимым объемом регулирующих устройств, а также отопительных приборов приборами автоматического регулирования, возможен переход на более глубокое качественно-количественное регулирование. Помимо того, перевод систем теплоснабжения на глубокое качественно-количественное регулирование тепловой нагрузки является (как показывает опыт зарубежных стран) эффективным энергосберегающим мероприятием, наличие таких систем позволяет существенно (от 15 до 40%) снизить стоимость коммунальных услуг (отопления и горячего водоснабжения) населения проживающего в МКД.

**Выводы:**

1) Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии в сеть для источников тепла по зоне эксплуатационной ответственности филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация», соответствуют рабочим параметрам температурных графиков 115/700C (за исключением источников тепловой энергии функционирующих на прямых параметрах соответствующих отопительному графику 95/700C), что определяет обязательства по переутверждению указанных графиков, а рав-

но и гидравлических характеристик, рассчитываемых в электронной модели, в соответствии с материалами и обоснованиями, приведенными в разделе 1.3.7. Книги 1.

2) В целях минимизации сверхнормативного баланса отклонений температуры теплоносителей (превышения и занижения температуры прямой и обратной сетевой воды, относительно их графических значений), Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация», обязана в срок не позднее 2-х календарных месяцев, разработать и утвердить систему управления диспетчерским заданием на основании прогнозов погоды на период не менее 3-х (трех) расчетных суток. Основание – наличие технологических ограничений по скорости набора и снижения нагрузки источников тепла.

3) Имеет место, как избыточный отпуск тепла (в большую часть отопительного периода, когда функционирование систем теплоснабжения обеспечивается при использовании температурного графика в диапазоне до точки его излома), так и недоотпуск тепла (с продолжительностью, не превышающей 120 – 240 часов в год, когда температура наружного воздуха снижается до минус 15°C и ниже).

4) Существующая система теплоснабжения котельных, с высокой степенью вероятности разрегулирована и требуется проведение ее наладки, но при этом качество такой наладки может быть достигнуто только после установки средств коммерческих измерений, регистрирующих все отклонения основных параметров (расхода, температуры подаваемых и возвращаемых из систем теплоснабжения теплоносителей).

5) Системы отопления работают недостаточно эффективно. Исходя из оценки параметров возвращаемых теплоносителей (в точках, где ведется их почасовая регистрация) – системы отопления в большую часть времени (в диапазоне положительных температур наружного воздуха) работают крайне неэффективно, и с большей долей вероятности значительные объемы произведенной тепловой энергии, в соответствии с требованиями пунктов 128÷130 "Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя" утвержденных Постановлением Правительства РФ от 18.11.2013 №1034 – имеют коммерческий характер и относятся на потери теплоснабжающих и теплосетевых организаций";

6) В зоне действия крупных источников тепла: Курская ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, котельная ООО «ТГК» и котельная «113 кв.», сохраняется значительное количество потребителей, оборудованных системами ГВС, подключенных по схеме открытого водоразбора. Данное обстоятельство, с одной стороны определяет значительную нагрузку на ХВО указанных источников и с другой стороны, повышенные температурные параметры возвращаемой сетевой воды, приводящие к увеличению потерь тепловой энергии и теплоносителей.

### **1.3.7 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей**

При проведении работы, были воспроизведены характеристики режима эксплуатации тепловых сетей городского округа Курск. В расчетную основу были заложены исходные величины элементов сети теплоснабжения. Это диаметры и длины теплопроводов, расчетные тепловые нагрузки присоединенных абонентов. Вместе с тем были использованы технические характеристики режима эксплуатации на источниках теплоснабжения.

Принятый качественный режим регулирования отпуска тепла отопительной нагрузки заключается в изменении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, и при этом гидравлический режим работы системы теплоснабжения остается неизменным, т.е. он не должен претерпевать изменений в течение всего отопительного периода.

Результатом гидравлического расчета является определение расходов теплоносителя на данном участке, соответствующих известным диаметрам труб и выбранным значениям перепадов давления, отнесенным к одному метру длины трубы. Такие расчеты необходимы при рассмотрении аварийных режимов работы тепловых сетей, а также при разработке проектов их расширения и реконструкции.

При изучении режима давлений используют пьезометрические графики, на которых наносят рельеф местности по разрезам вдоль тепловых трасс, указывают высоту присоединяемых зданий, напор в подающих и обратных линиях теплопроводов.

Расчеты для проверки гидравлических режимов работы тепловых сетей проведены с использованием электронной модели, разработанной с использованием геоинформационного комплекса Zulu и программно-расчетного комплекса ZuluThermo версии 8.0.

Расчет гидравлических режимов в теплосетях Курской ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ТЭЦ СЗР показал, что при существующих теплогидравлических режимах располагаемых перепадов даже у самых удаленных потребителей достаточно для обеспечения их качественного теплоснабжения. На рисунках ниже приводятся пьезометрические графики для участков тепловых сетей от ТЭЦ до наиболее удаленных потребителей. Путь пьезометрических графиков для этих участков показан на рисунках ниже. Также приводится пьезометрический график для участка тепловой сети ТЭЦ АО «ТЭСК» и путь пьезометрического графика для этого участка.

Проведенные расчеты показывает, что существующей пропускной способности тепловых сетей источников с комбинированным отпуском тепловой и электрической энергии достаточно для обеспечения качественного теплоснабжения существующих потребителей при утвержденных, для этих источников, эксплуатационных температурных графиках.

Муниципальные котельные осуществляют теплоснабжение только близлежащих потребителей. Как показал анализ расчетов, диаметры существующей сети обеспечивают пропускную способность теплоносителя при существующей нагрузке. В качестве примера на рисунках 1.25-1.30 приводятся пьезометрические графики для участков тепловых сетей ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ПП «ТЭЦ СЗР», котельной ООО «ТГК», котельной «113 кв.» и ТЭЦ АО «ТЭСК».

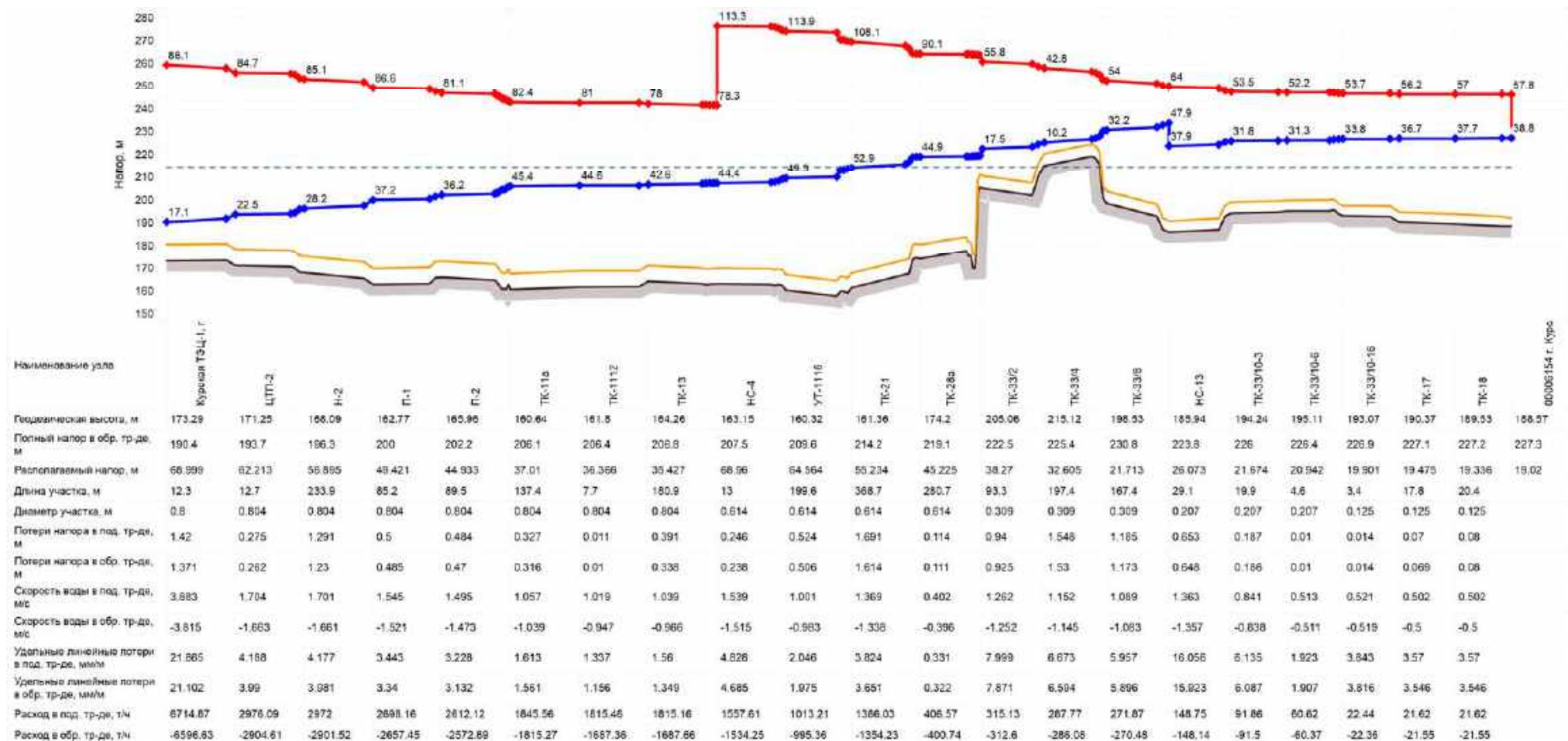
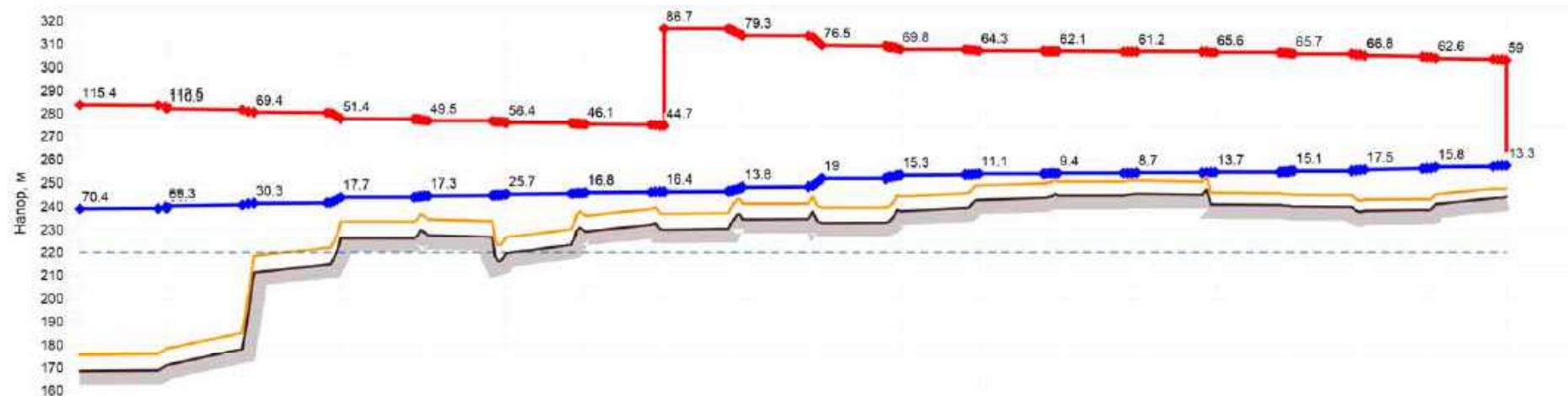
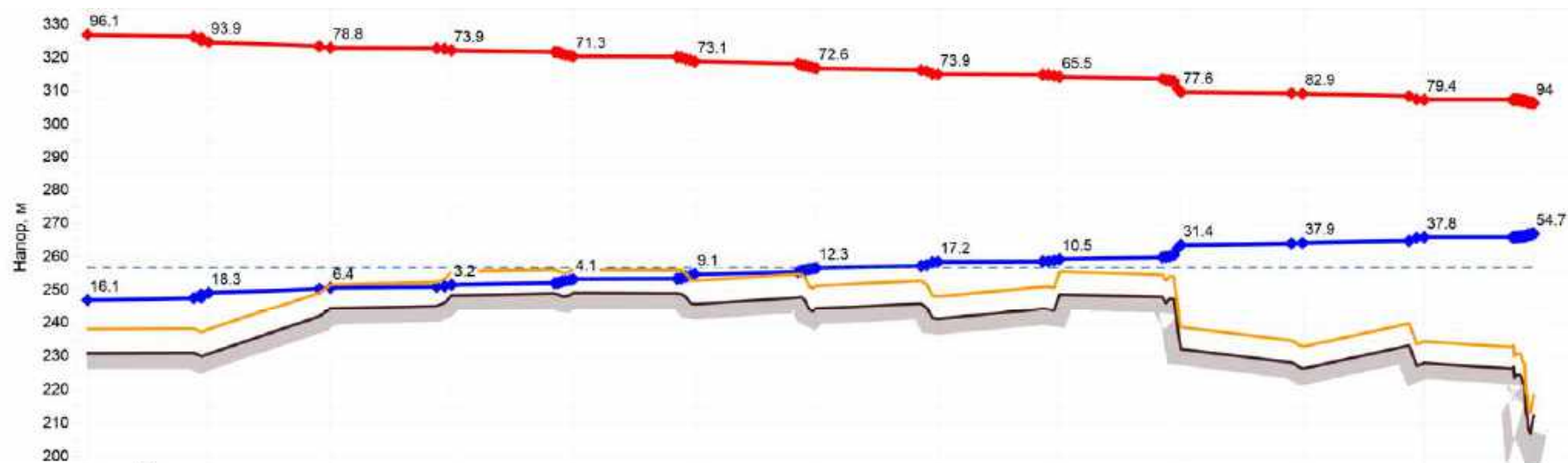


Рисунок 1.25 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от Курской ТЭЦ-1 до ТК-18



Наименование узла	Курская ТЭЦ-4, г	ТЭЦ-4	ТК-1а	ТК-5	ТК-7	ТК-10	ТК-13	ТК-5	ТК-17	ТК-22	ТК-2а/1	ТК-3/1	ТК-4/3	ТК-4/7	ТК-86Д	ТК-86/1	ТК-86/4	ТК-86/8	00000117 г. Курск
Геодезическая высота, м	168.56	171.17	211.31	226.37	227.48	219.75	229.26	230.13	234.62	233.04	238.12	242.91	244.85	245.63	240.92	240.15	238.33	241.18	244.23
Полный напор в обр. тр-де, м	239	239.3	241.6	244.1	244.8	245.5	246.1	246.5	248.4	252.1	253.5	254	254.3	254.4	254.7	255.3	255.8	257	257.6
Располагаемый напор, м	45	41.673	39.057	33.761	32.175	30.657	29.292	70.322	65.506	57.45	54.414	53.202	52.639	52.469	51.813	50.54	49.313	46.759	45.6
Длина участка, м	20	71	48.8	2.9	22.6	149.7	139.8	4.9	44.9	3.9	49.4	70	114.3	60.7	17.4	3.5	49.5	50.8	
Диаметр участка, м	0.7	0.704	0.704	0.614	0.614	0.704	0.614	0.515	0.515	0.408	0.408	0.414	0.412	0.412	0.207	0.15	0.125	0.1	
Потери напора в под. тр-де, м	0.185	0.31	0.219	0.06	0.107	0.199	0.275	0.087	0.164	0.121	0.17	0.107	0.031	0.017	0.052	0.017	0.399	0.27	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.158	0.262	0.185	0.05	0.088	0.165	0.23	0.056	0.137	0.101	0.15	0.094	0.027	0.015	0.046	0.015	0.351	0.232	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	2.162	1.219	1.173	1.021	0.982	0.718	0.803	1.147	0.899	1.339	0.604	0.532	0.268	0.262	0.609	0.638	0.721	0.504	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.996	-1.119	-1.079	-0.929	-0.891	-0.653	-0.735	-0.918	-0.822	-1.225	-0.561	-0.498	-0.249	-0.244	-0.571	-0.599	-0.675	-0.467	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	9.242	3.026	2.803	2.509	2.36	1.053	1.58	3.998	2.507	7.448	1.198	1.156	0.22	0.21	2.705	4.514	7.333	4.842	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	7.876	2.552	2.372	2.078	1.943	0.871	1.323	2.563	2.095	6.231	1.035	1.013	0.191	0.182	2.38	3.98	6.442	4.157	
Расход в под. тр-де, т/ч	2921.11	1571.68	1512.55	1020.41	955.28	926.59	781.38	800.23	607.15	578.92	274.26	237.05	124.12	121.37	71.97	39.55	31.05	13.89	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-2696.49	-1443.19	-1391.28	-928.5	-866.7	-842.36	-714.93	-640.62	-554.96	-529.49	-254.84	-221.87	-115.53	-113.01	-67.48	-37.13	-29.1	-12.87	

Рисунок 1.26 – Пьезометрический график работы ТЭЦ-4. Путь ТЭЦ-4-ТК86/8



Наименование узла	Курская ТЭЦ-СЗР	TK-2	УТ-10	УТ-14(ТК-70)	УТ-19	УТ-24(ТК-62)	УТ-27	УТ-29	ТК-59/3	УТ-2	УТ-4	УТ-7	
Геодезическая высота, м	230.74	230.66	244.18	248.21	248.99	245.59	244.18	241.05	248.57	231.96	226.08	227.89	212.11
Полный напор в обр. тр-де, м	248.8	249	250.6	251.4	253.1	254.7	256.5	258.3	259.1	263.4	264	265.7	268.8
Располагаемый напор, м	80	75.619	72.371	70.755	67.159	63.957	60.281	56.684	54.992	46.224	45.051	41.635	39.34
Длина участка, м	1	390	38.2	162.3	47.9	183.6	237.9	82.4	367.3	178.5	290.6	50.5	
Диаметр участка, м	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.616	0.616	0.63	
Потери напора в под. тр-де, м	0.639	1.216	0.18	0.502	0.191	0.523	0.638	0.152	0.612	0.43	0.669	0.009	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.589	1.172	0.174	0.485	0.184	0.508	0.618	0.151	0.576	0.426	0.683	0.009	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.521	1.265	1.229	1.206	1.18	1.167	1.15	0.873	1.006	1.003	1.003	0.319	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.383	-1.242	-1.207	-1.185	-1.16	-1.148	-1.131	-0.869	-0.975	-0.998	-0.998	-0.318	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	20.496	2.649	2.501	2.408	2.306	2.256	2.188	1.261	1.391	1.937	1.936	0.155	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	18.917	2.553	2.412	2.324	2.227	2.181	2.119	1.252	1.309	1.917	1.918	0.154	
Расход в под. тр-де, т/ч	6274.94	2254.36	2190.42	2149.61	2103.2	2080.28	2048.74	1554.9	1791.88	1048.97	1048.8	349.06	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-6028.22	-2213.34	-2151.27	-2111.39	-2086.88	-2045.29	-2016.32	-1549.03	-1738.02	-1043.7	-1043.87	-348.05	

Рисунок 1.27 – Пьезометрический график работы ПП «ТЭЦ-СЗР». Путь ТЭЦ - СЗР-УТ-7



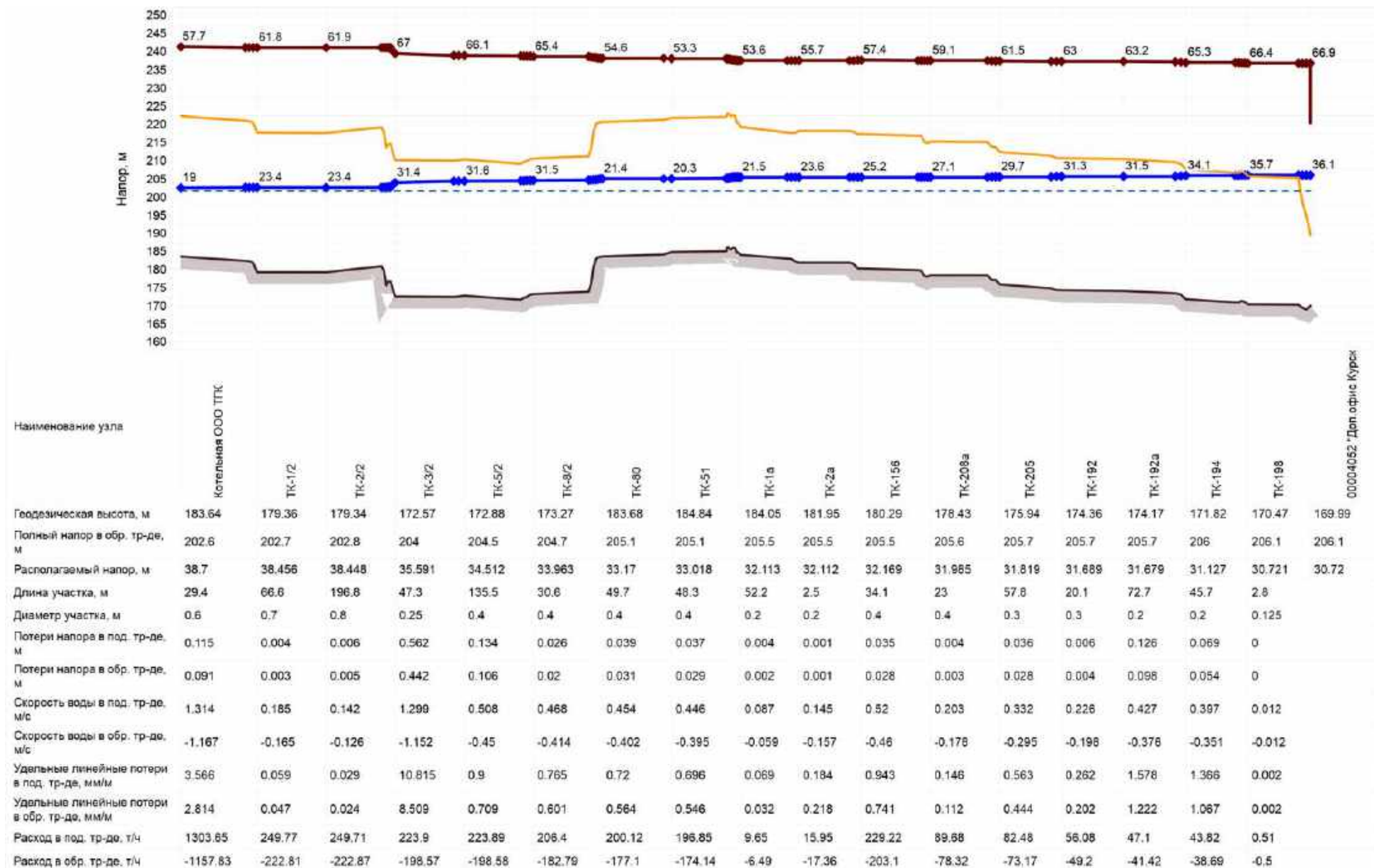


Рисунок 1.28 – Пьезометрический график работы котельной ООО «ТГК». Путь котельная ООО «ТГК» - ТК-198

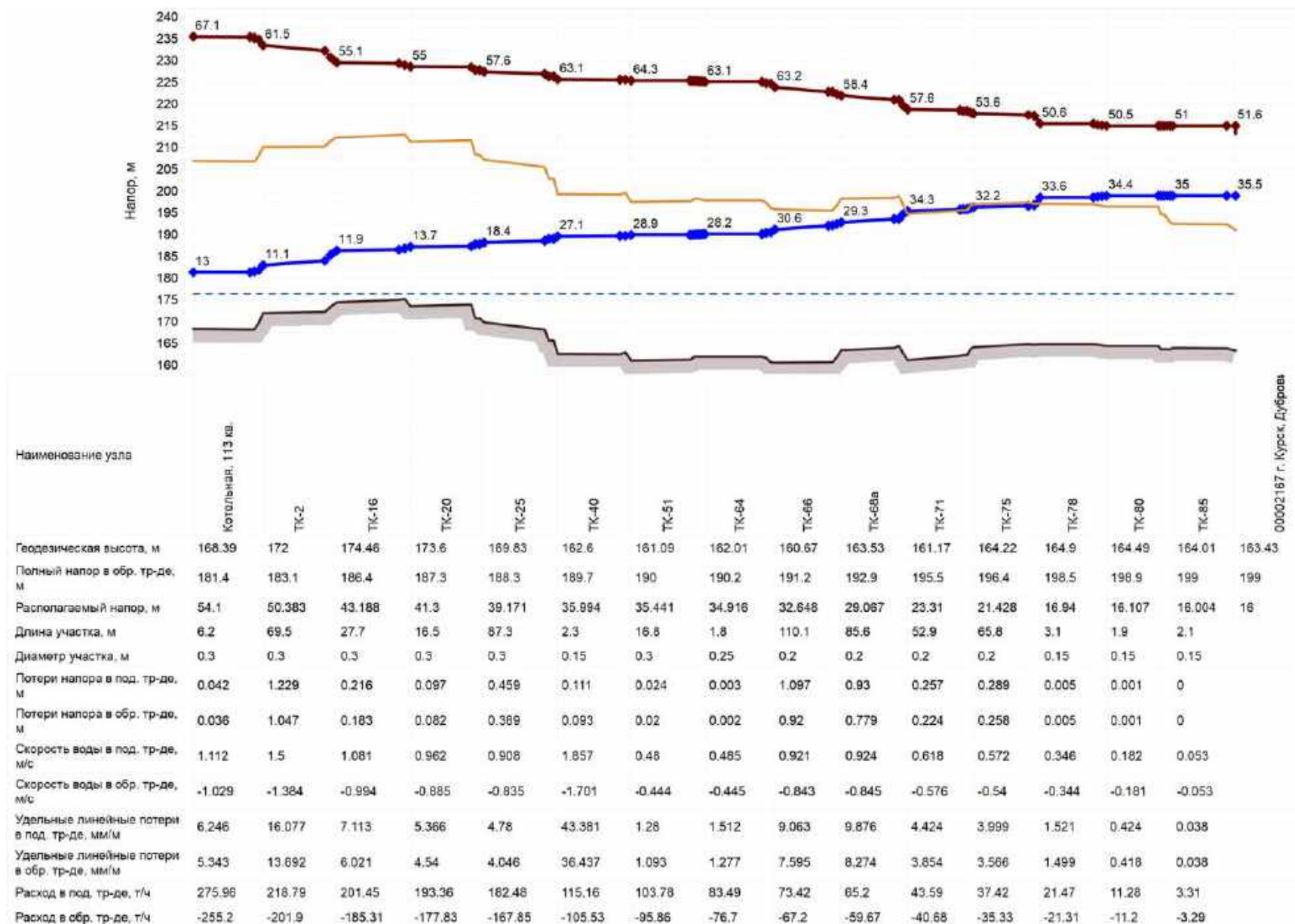


Рисунок 1.29 – Пьезометрический график работы котельной 113 кв. Путь котельная 113 кв. – ТК-85



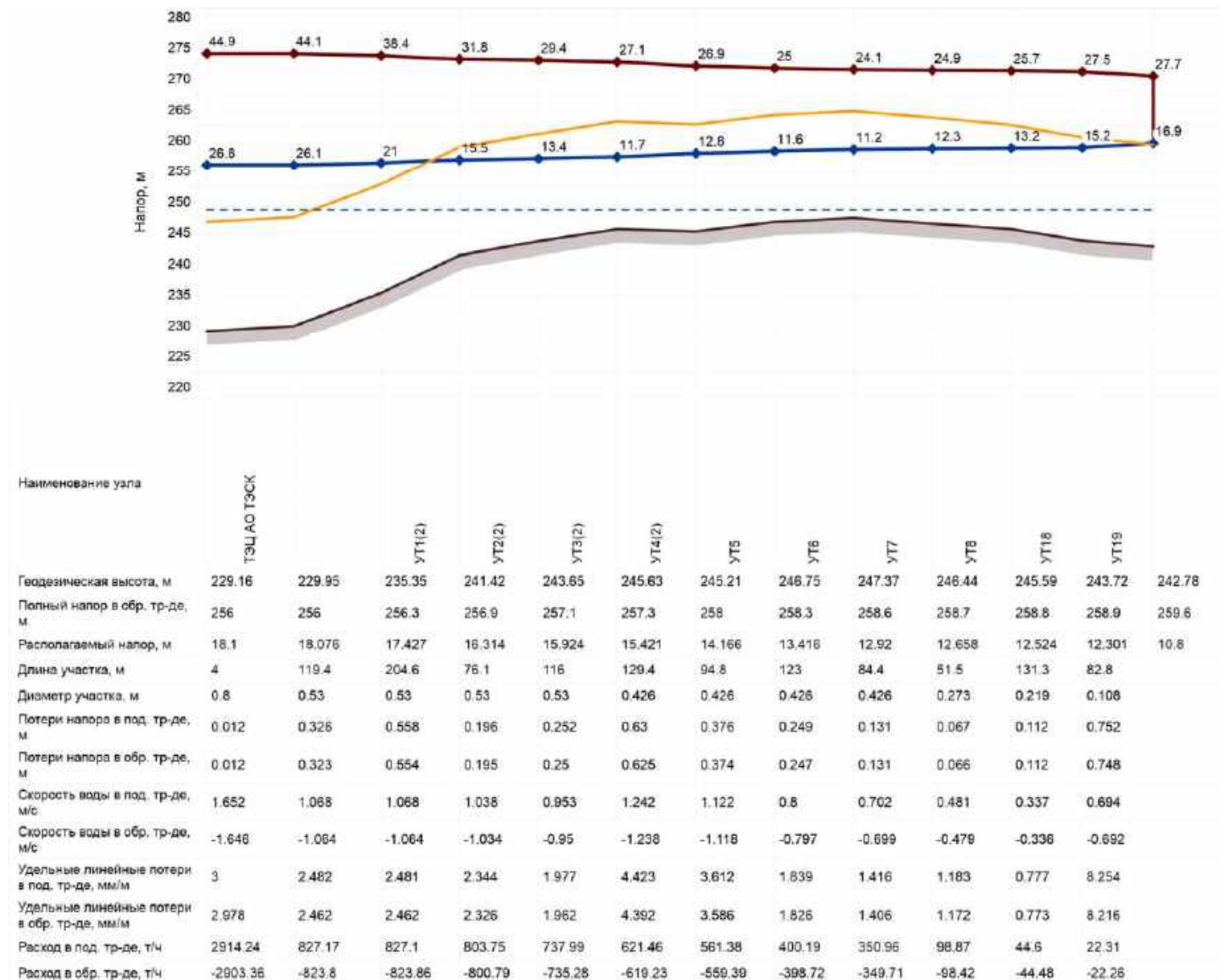


Рисунок 1.30 – Пьезометрический график работы ТЭЦ «ТЭСК». Путь ТЭЦ «ТЭСК» – УТ19

### 1.3.8 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

Повреждения трубопроводов, узлов или оборудования тепловой сети, приводящие к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. Отказы возникают вследствие повреждений элементов тепловой сети: трубопроводов, задвижек и т. п. При возникновении повреждения участка трубопровода его отключают, ремонтируют и вновь включают в работу.

К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов (сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов), задвижек, сальниковых компенсаторов (коррозия стакана, выход из строя грундбоксы).

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. Количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, заклинивание и падение дисков, расстройство фланцевых соединений).

Предоставленная информация о статистике инцидентов по всем видам учета (включая повреждения при испытаниях тепловых сетей на плотность и прочность), произошедших за последние годы на тепловых сетях, эксплуатируемых филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация», приведена в таблице 1.44.

**Таблица 1.44 - Статистика инцидентов на тепловых сетях**

Наименование показателя	Значение показателя	2018	2019	2020	2021
Суммарное количество инцидентов по всем видам учета	ед.	728	710	823	834
в т.ч. в магистральных сетях	ед.	234	231	280	300
в т.ч. в распределительных сетях	ед.	494	479	543	534
Среднее время восстановления на один инцидент	Час.	9,0	9,2	9,4	9,5
Недоотпуск тепла, возникающий при инцидентах в тепловых сетях	Гкал/год	60102	47501	43625	49328

В 2021 г. на сетях эксплуатируемых филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация» произошло 843 инцидента, из них 575 в эксплуатационном режиме, остальные в период испытаний на прочность и плотность.

Следует отметить, что техническое состояние большей части сетей централизованного теплоснабжения находится в неудовлетворительном состоянии. По факту, на сетях происходит большое количество повреждений трубопроводов тепловых сетей, с негативными последствиями в виде снижения выручки в результате аварийного недоотпуска тепловой энергии, увеличения расходов на аварийно-восстановительную деятельность и рост сверхнормативных потерь с утечками теплоносителей.

По информации, полученной от иных организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения городского округа Курск, отказов тепловых сетей (аварий) за последние годы – не происходило. Отсутствие отказов способствует проведению технического обслуживания и системы ремонтов, проводимых в соответствии с графиками планово-предупредительного ремонта.

Неполадки в работе устранялись силами ремонтного персонала эксплуатирующих организаций в порядке текущей эксплуатации.

### **1.3.9 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет**

Согласно постановления Правительства РФ №1114 от 17 октября 2014г "О расследовании причины аварийных ситуациях при теплоснабжении" применяются понятие «Аварийная ситуация» это технологическое нарушение, приведшее к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования), неконтролируемому взрыву и (или) выбросу опасных веществ, полному или частичному ограничению режима потребления тепловой энергии.

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191. Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

Предприятия объединенных источников тепла и тепловых сетей должны быть оснащены необходимыми машинами и механизмами для проведения восстановительных работ в соответствии с "Табелем оснащения машинами и механизмами эксплуатации котельных установок и тепловых сетей".

Нормативное время, необходимое для восстановления тепловой сети, при разрыве трубопровода, полученное на основе обработки статистических данных при канальной прокладке, приведено в таблице 1.45.

**Таблица 1.45 - Нормативное время восстановления тепловой сети**

<b>Диаметр, мм</b>	<b>Среднее время восстановления, час</b>
100	12,5
125-300	17,5
350-500	17,5
600-700	19
800-900	27,2

Диагностика тепловых сетей проводится во время подготовки к ОЗП – проводятся гидравлические испытания тепловых сетей, на основании испытаний планируются капитальные ремонты.

В результате испытаний на плотность и прочность тепловых сетей, проводимых после окончания отопительного периода, выявляются как аварийно-опасные участки, так и участки, относимые к ветхим сетям (участки сетей, имеющие существенное влияние, как на ухудшение показателя интенсивности отказов и (или) на увеличение периода нарушений качества и непрерывности предоставления коммунальных услуг). Планово-предупредительные ремонты проводятся в зависимости от срока, состояния и условий эксплуатации участков тепловых сетей, а также результатам технического диагностирования.

Имеющиеся инциденты на тепловых сетях устранялись в нормативное время восстановления тепловых сетей. Практически все повреждения были устранены в срок, не превышающий 12 часов. Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, составило от 9 до 9,5 часов.

### 1.3.10 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Трубопроводы тепловых сетей – это важный элемент систем теплоснабжения. С течением времени в процессе эксплуатации в основном за счет процессов коррозии происходит ухудшение технического состояния трубопроводов, что служит причиной образования течей. Наиболее эффективным способом предотвращения течей является своевременная замена ветхих участков трубопровода – перекладка.

В условиях ограниченного, а точнее недостаточного, финансирования, для повышения экономической эффективности эксплуатации тепловых сетей и, в первую очередь, сокращения числа аварий (течей), целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики.

Диагностика состояния тепловой сети начинается с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. Затем производится осмотр трассы трубопровода в соответствии с РД 34-10-130-96 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю» для получения информации о текущем состоянии тепловой сети и уточнения объема подготовительных работ. К диагностике состояния тепловых сетей приступают после окончания всех подготовительных работ.

При эксплуатации тепловых сетей, для выявления мест утечек теплоносителя из трубопроводов, теплоснабжающие и теплосетевые организации городского округа Курск, применяют следующие методы технической диагностики:

- **Опрессовка на прочность (гидравлические испытания) повышенным давлением.** Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20÷40%. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.
- **Ревизия запорной арматуры:** разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока, очистка и смазка ходовой части, проверка уплотнительных поверхностей, обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и гидравлические испытания на прочность и плотность. Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой, истек

Следует выделить перспективные косвенные методы технической диагностики, не нашедшие пока применения в теплоснабжающих организациях, но в ближайшей перспективе рекомендуются к использованию в дополнение к существующим методам:

- **Метод акустической диагностики.** Метод новый и пробные применения на тепловых сетях не дали однозначных результатов. Но метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов. Он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей и доступен к самостоятельному его применению. Этим методом диагностируются трубопроводы наземной и подземной, канальной и безканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящиеся в режиме эксплуатации. Длина единичного участка от 40 до 300 м. Точность определения дефекта – 1% от базы постановки датчиков. Достоверность идентификации дефектов по параметру аварийной опасности – 80%.

- **Метод акустической эмиссии.** Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.
- **Метод магнитной памяти металла.** Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.
- **Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора.** При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.
- **Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.** Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.
- **Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли.** Метод имеет мало статистики и пока, трудно сказать о его эффективности в условиях города.
- **Метод «Wavemaker».** Данная ультразвуковая система (так называемая система скринингового тестирования труб) предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей (так называемая система скринингового тестирования труб). Данная ультразвуковая система предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей. Метод направленных волн, используемых при контроле, полностью отличается от методов, используемых при традиционных способах УЗК. Вместо сканирования области трубы, расположенного непосредственно под датчиками, направленные волны путешествуют вдоль тела трубы. Это



позволяет проинспектировать десятки метров трубы при помощи кольца датчиков, расположенных в одном месте.

- **Шурфовка трубопроводов тепловых сетей.** Контрольные шурфовки трубопроводов проводятся силами эксплуатирующей или подрядной организаций ежегодно по графику, в межотопительный период, согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях МУ 34-70-149-86. В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций.

На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

При помощи существующих различных видов диагностики технического состояния тепловой сети, методами неразрушающего контроля, можно получить полную и точную картину технического состояния тепловой сети и ответить на вопрос – какие участки нуждаются в первоочередной замене, а на каких можно обойтись локальными ремонтными работами. В зависимости от этого следует осуществлять планирование капитальных и текущих ремонтов.

Для участков, которые вынужденно оставлены в эксплуатации, организации имеют информацию о месте расположения наибольших дефектов (критические) и возможность осуществить профилактические ремонтные работы по предотвращению образования течей.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов.

1) На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния, и формирование перспективного графика ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).

2) На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

3) Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

4) Годовой график ремонтов согласовывается до 1 апреля текущего года с Администрацией городского округа. С выходом «Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных Постановлением Правительства РФ №889 от 06.09.2012 года сводный план ремонта разрабатывается органом местного самоуправления на основании рассмотрения заявок от ресурсоснабжающих организаций.

### **1.3.11 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты. При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность установок и полный или близкий к нему ресурс, с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены или восстановлены отдельные их части. Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34.04.181-2003. При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Работы по текущему ремонту проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона, график проведения работ уточняется на основании результатов проведения гидравлических испытаний на плотность и прочность.

Капитальный ремонт проводится в соответствии с утвержденным годовым графиком ремонта. Мероприятия по капитальному ремонту планируются исходя из фактического состояния сетей, на основании анализа технического состояния оборудования по актам осмотра трубопроводов в шурфе (контрольные шурфы), аварийных актов и т.п. Учитывая техническое состояние оборудования тепловых сетей, работы по капитальному ремонту планируются ежегодно.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

### **1.3.12 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии производится в соответствии с Инструкцией, утвержденной Приказом Минэнерго от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Расчет реальных тепловых потерь в тепловых сетях от источника теплоснабжения производится в соответствии с приказом Госстроя России от 06.05.2000 №105 "Об утверждении методики определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения".

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам при передаче тепловой энергии относятся затраты и потери, обусловленные примененными техническими решениями и техническим состоянием теплопроводов и оборудования, обеспечивающими надежное теплоснабжение потребителей и безопасные условия эксплуатации системы транспорта тепловой энергии:

- затраты и потери теплоносителя в пределах установленных норм на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- на технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;

- потери тепловой энергии с затратами и потерями теплоносителя через теплоизоляционные конструкции;
- потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами.
- затраты электрической энергии на привод оборудования, обеспечивающего функционирование систем транспорта тепловой энергии и теплоносителей. Расчет производится в соответствии с Инструкцией, утвержденной Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии, устанавливаемые на период регулирования тарифов на тепловую энергию и платы за услуги по передаче тепловой энергии, разрабатываются для каждой тепловой сети независимо от величины присоединенной к ней расчетной тепловой нагрузки.

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии для филиала ПАО «Квадра»-«Курская генерация» на период 2019-2023 гг. утверждены Приказом Комитета жилищно-коммунального хозяйства и ТЭК Курской области от 19.04.2019 №50.

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии для АО «ТЭСК» на период 2019-2023 гг. утверждены Приказом Комитета жилищно-коммунального хозяйства и ТЭК Курской области от 02.04.2019 №41.

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии для ООО «СБМ» на период 2019-2021 гг. утверждены Приказом Комитета жилищно-коммунального хозяйства и ТЭК Курской области от 04.07.2019 №93.

Для прочих организаций, занятых в сфере теплоснабжения потребителей г. Курска, нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии не утверждались (см. таблицу 1.46).

**Таблица 1.46** - Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии

Наименование объекта, тепловые сети от источника	Нормативы	Показатель
<b>филиал ПАО "Квадра"- "Курская генерация"</b>		
<b>По водяным тепловым сетям (теплоноситель - вода)</b>		
ТЭЦ-1	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	564336,6
	потери тепловой энергии (Гкал)	141731,4
Тепловые сети, арендованные у МУП "Гортеплосеть"	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	59686,4
	потери тепловой энергии (Гкал)	60505,6
<b>Всего по ТЭЦ-1</b>	<b>потери и затраты теплоносителя (куб. м)</b>	<b>624023,0</b>
	<b>потери тепловой энергии (Гкал)</b>	<b>202237,0</b>
<b>По водяным тепловым сетям (теплоноситель - вода)</b>		
ТЭЦ-4	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	109832,7
	потери тепловой энергии (Гкал)	33052,6
Тепловые сети, арендованные у МУП "Гортеплосеть"	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	43324,3
	потери тепловой энергии (Гкал)	56966,4
<b>Всего по ТЭЦ-4</b>	<b>потери и затраты теплоносителя (куб. м)</b>	<b>153157,0</b>
	<b>потери тепловой энергии (Гкал)</b>	<b>90019,0</b>
<b>По водяным тепловым сетям (теплоноситель - вода)</b>		
ТЭЦ СЗР	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	377445,6
	потери тепловой энергии (Гкал)	87977,6
Тепловые сети, арендованные у МУП	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	35723,4



Наименование объекта, тепловые сети от источника	Нормативы	Показатель
"Гортеплосеть"	потери тепловой энергии (Гкал)	29200,9
Всего по ТЭЦ СЗР	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	413169,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	117178,5
<b>По водяным тепловым сетям (теплоноситель - вода)</b>		
ДВТУ "РЖД"	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	21287,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	14539
МУП "Гортеплосеть"	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	4034,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	7151
ООО "ТГК"	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	146572,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	69344
Всего по водяным тепловым сетям	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	1362242,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	500468,5
<b>По паровым сетям (теплоноситель - пар)</b>		
ТЭЦ-1	потери и затраты теплоносителя (тонн)	64,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	19200
МУП "Гортеплосеть"	потери и затраты теплоносителя (тонн)	44,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	298
Всего по паровым тепловым сетям	потери и затраты теплоносителя (тонн)	108,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	19498,0
<b>АО "ТЭСК"</b>		
ТЭЦ АО "ТЭСК"	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	32449,0
	потери тепловой энергии (Гкал)	7244
<b>ООО «СБМ»</b>		
Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	потери и затраты теплоносителя (куб. м)	330,01
	потери тепловой энергии (Гкал)	801,14

### 1.3.13 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат при регулировании не учитываются даже в случае, если они возникают в сетях и системах теплоснабжения потребителей.

Предоставленная информация о фактических тепловых потерях в тепловых сетях за последние три года организациями, занятыми в сфере централизованного теплоснабжения представлены в таблице 1.47.

**Таблица 1.47** - Фактические тепловые потери в тепловых сетях за последние три года по организациям, занятым в сфере теплоснабжения

Показатели	Ед. изм.	2019	2020	2021
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» (ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ТЭЦ СРЗ, котельная "ул. Ломоносова, 44", котельная "ЛОК УВД" урочище "Солянка")</b>				
Потери в тепловых сетях	Гкал	520383,419	563962,703	598590,532
<b>Котельные МУП "Гортеплосеть"</b>				
Потери в тепловых сетях	Гкал	22286,826	20097,928	18420,113
<b>Котельная ООО "ТГК"</b>				
Потери в тепловых сетях	Гкал	69573,359	60218,319	72398,608
<b>ТЭЦ АО "ТЭСК"</b>				
Потери в тепловых сетях	Гкал	6806,000	6414,000	6867,000
<b>Котельные ГУПКО "Курскблжилкомхоз"</b>				

Показатели	Ед. изм.	2019	2020	2021
Потери в тепловых сетях	Гкал	999,312	999,312	999,312
<b>Котельные ООО "Агропроект"</b>				
Потери в тепловых сетях	Гкал	410,398	289,490	567,409
<b>Котельная АО "ККХП"</b>				
Потери в тепловых сетях	Гкал	66,640	66,640	66,640
<b>Котельная ООО "СБМ"</b>				
Потери в тепловых сетях	Гкал	229,223	2432,368	598,320

Так как не все потребители обеспечены индивидуальными узлами учета тепловой энергии, потери тепловой энергии в тепловых сетях определяют расчетным способом.

Данные по фактическим показателям, представленные в таблице 1.47 сформированы на основании отчетности теплоснабжающих организаций и могут не отражать реальной картины, так как по существу, указанные значения получены исходя из объемов производства тепловой энергии и объема полезного отпуска предъявленного к оплате. Таким образом, величина фактических тепловых потерь в тепловых сетях, определяется, как разница между объемом отпуском тепловой энергии с коллекторов источников тепла и объемом тепловой энергии, принятой потребителями к оплате.

При этом, учитывая низкий уровень оснащенности МКД общедомовыми приборами учета тепловой энергии и теплоносителей (ОДПУ), определение фактических значений потерь возможно тремя способами:

- на основании фактического баланса формируемого на основании показаний коммерческого учета, установленного как на источниках тепловой энергии, так и у потребителей;
- по результатам, полученным путем проведения энергетических обследований теплосетевых организаций;
- по результатам теплотехнического расчета, выполняемого в соответствии с "Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю "Тепловые потери". СО 153-34.20.523(3)-2003", утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 года №278.

Имеющийся опыт обследований тепловых сетей свидетельствует о том, что наиболее распространенное отношение фактических потерь к нормативным потерям для тепловых сетей, аналогичных рассматриваемым, составляет 1,2-1,5. В системе теплоснабжения города Курска указанная величина определена на уровне 1,15.

После установки приборов учета тепловой энергии у 100% потребителей, тепловые потери при транспорте тепловой энергии будут определяться путем вычитания показателей счетчиков отпущенной тепловой энергии, установленных на источниках централизованного теплоснабжения, и показаний приборов учета тепловой энергии, установленных у потребителей. При этом стимулирование установки приборов учета тепловой энергии и теплоносителей (в том числе горячей воды на нужды ГВС), возможно в случае увеличения нормативов потребления коммунальных услуг, либо использования корректирующих коэффициентов.

### 1.3.14 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

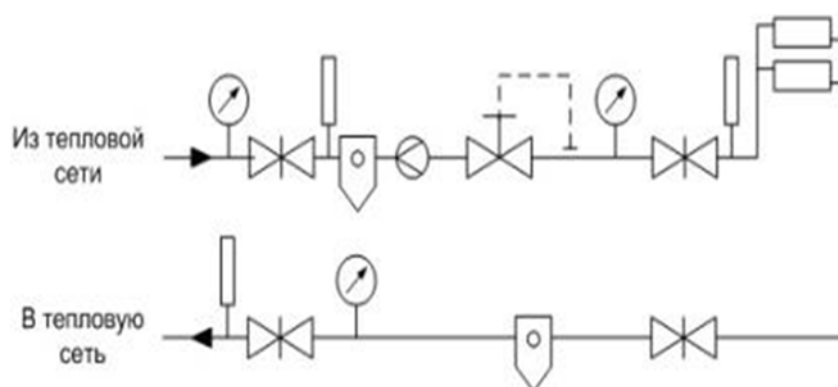
По состоянию на 01.01.2022, по информации организаций, занятых в сфере теплоснабжения городского округа Курск, предписаний от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не выдавалось.

При общем значительном износе большинства тепловых сетей эксплуатирующая организация не допускает нарушений требований нормативных документов в части безопасной эксплуатации.

### 1.3.15 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

В городском округе Курск реализованы различные схемы подключения потребителей к тепловым сетям источников тепла. Системы отопления потребителей в зависимости от давления и температуры теплоносителя присоединяются непосредственно, по зависимой схеме, либо по независимой схеме. Присоединение систем отопления, в основном зависимое около 84,6%, с применением и без применения смешивающих устройств, когда теплоноситель в отопительные приборы поступает непосредственно из тепловой сети. В этом случае системы отопления работают под давлением, близким к давлению в обратном трубопроводе тепловой сети. Циркуляция обеспечивается за счет перепада давлений в подающем и обратном трубопроводах. Если давление в подающем трубопроводе превышает необходимое, то оно должно быть снижено регулятором давления или дроссельной шайбой. К достоинствам зависимых схем можно отнести простоту и дешевизну оборудования абонентского ввода, возможность получения большого перепада температур в системах отопления, сокращенный расход теплоносителя, снижением эксплуатационных расходов и использованием трубопроводов меньшего диаметра. К недостаткам зависимых схем относятся жесткая гидравлическая связь тепловой сети и систем отопления и, как следствие, низкая надежность, а также повышенная сложность в эксплуатации.

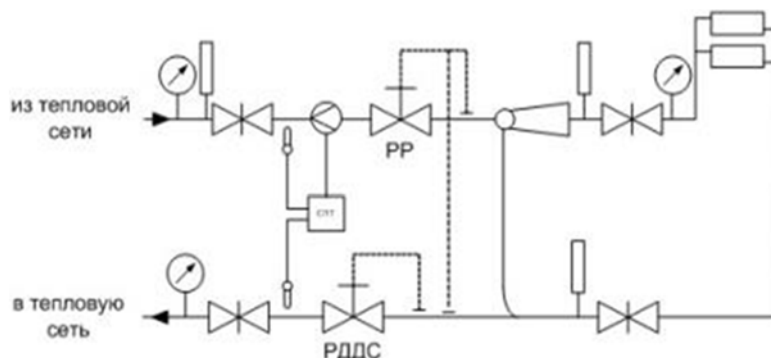
Схема зависимого присоединения потребителей к системе теплоснабжения показана на рисунке 1.31.



**Рисунок 1.31** - Зависимая схема присоединения потребителей

Подключение отопительных приборов производится по схеме непосредственного присоединения. Эта схема является простейшей и применяется, когда температура и давление теплоносителя совпадают с параметрами системы отопления. На абонентском вводе температура сетевой воды должна быть не более 95°C для присоединения жилых зданий. Эта схема может применяться для подключения потребителей к источникам тепла, работающим с максимальными температурами 95-105°C или после ЦТП.

Схема зависимого подключения с элеватором показана на рисунке 1.32. Элеватор является побудителем циркуляции. Преимуществом этой схемы является ее низкая стоимость и высокая степень надежности элеватора.



**Рисунок 1.32** - Зависимая схема с элеватором

К достоинствам схемы с элеватором можно отнести простоту, отсутствие движущих частей, не требуется постоянное наблюдение.

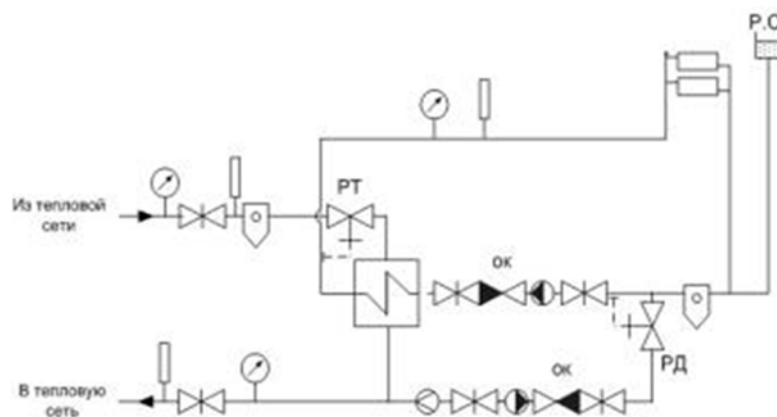
К недостаткам элеватора относятся:

- низкий КПД равный  $0,25 \div 0,3$ , поэтому для создания перепада давления в системе отопления надо иметь до элеватора располагаемый напор в  $8 \div 10$  раз больший;
- перегрев помещений в теплый период отопительного сезона из-за постоянного коэффициента смещения элеватора и как следствие невозможности изменения соотношения между количествами сетевой воды и подмешиваемой;
- при аварийном отключении тепловой сети прекращается циркуляция воды в отопительной установке, в результате чего создается опасность замерзания воды в системе отопления;
- зависимость давлений в системе отопления от давлений в тепловой сети.

В целом к недостаткам зависимых схем относятся жесткая гидравлическая связь тепловой сети и систем отопления и, как следствие, низкая надежность, а также повышенная сложность в эксплуатации.

В последние годы, в связи с увеличением строительства зданий повышенной этажности растет использование независимых схем присоединения систем отопления через водо-водяные подогреватели (ИТП). ИТП используется для обслуживания одного потребителя (здания или его части) и, как правило, располагается в подвальном или техническом помещении здания. Иногда в силу особенностей обслуживаемого здания, ИТП может быть размещено в отдельно стоящем здании.

Схема независимого присоединения потребителей к системе теплоснабжения через ИТП показана на рисунке 1.33.

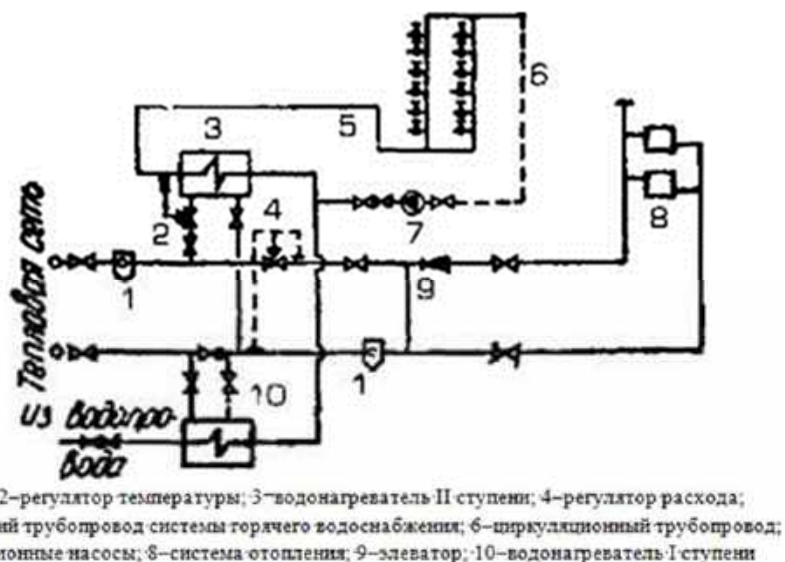


**Рисунок 1.33** - Независимая схема присоединения потребителей через ИТП

Сетевая вода из подающей линии поступает в теплообменник и нагревает воду местной отопительной системы. Циркуляция в системе отопления осуществляется циркуляционным насосом, который обеспечивает постоянный расход воды через нагревательные приборы. Наличие подогревателя позволяет осуществлять наиболее рациональный режим регулирования. Это особенно эффективно при плюсовых температурах наружного воздуха и при центральном качественном регулировании в зоне излома температурного графика. Переход на независимые схемы позволяет широко применять автоматизацию и повысить надежность теплоснабжения. Следует отметить, что использование теплообменника увеличивает удельный расход сетевой воды на тепловой пункт и вызывает повышение температуры обратной сетевой воды на  $3\div 4^{\circ}\text{C}$  в среднем за отопительный сезон. Кроме того, наличие в схеме подогревателей, насоса и прочее увеличивает стоимость оборудования, размеры теплового пункта, а также требует дополнительных затрат на ремонт и обслуживание.

Присоединение установок горячего водоснабжения осуществляется, как по открытой схеме, так по закрытой схеме от теплообменников, расположенных в котельных, от ТО установленных в технических подвалах домов ИТП или в ТП.

Типовая принципиальная технологическая схема большинства тепловых пунктов, характерная для систем централизованного теплоснабжения городского округа Курск, предназначенных только для подготовки воды по закрытой схеме для горячего водоснабжения по двухступенчатой смешанной схеме и с зависимой схемой присоединения систем отопления с наличием или отсутствием регулятора расхода теплоты на отопление, приведена на рисунке 1.34.

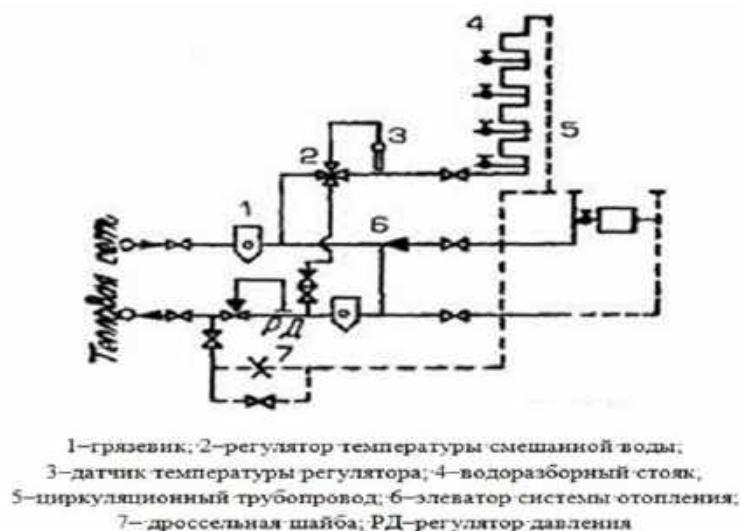


**Рисунок 1.34** - Двухступенчатая смешанная схема включения теплообменников ГВС

В первой ступени водопроводная вода подогревается обратной сетевой водой после системы отопления, благодаря чему уменьшается тепловая производительность подогревателя второй ступени и снижается расход сетевой воды на покрытие нагрузки горячего водоснабжения. Общий расход сетевой воды на тепловой пункт, складывается из расхода воды на систему отопления и расхода сетевой воды на вторую ступень подогревателя. Достоинством схемы является независимый расход теплоты на отопление от потребности теплоты на ГВС, снижение расхода теплоносителя (примерно на 20-40%) за счет использования тепла обратной сетевой воды в подогревателе 1-ой ступени. При этом наблюдаются колебания расхода сетевой воды на абонентском вводе, связанные с неравномерным потреблением воды на горячее водоснабжение, поэтому устанавливается регулятор расхода РР, поддерживающий постоянным расход воды в системе отопления.

К недостаткам схемы можно отнести его дороговизну, обусловленная подключением двух теплообменников для приготовления горячей воды, необходимость в профессиональном и очень точном подборе оборудования и сильное влияние друг на друга систем ГВС и отопления.

Характерные типовые схемы непосредственного присоединения систем горячего водоснабжения в открытых системах горячего водоснабжения приведены на рисунках 1.35-1.36.



**Рисунок 1.35** - Непосредственное присоединение системы горячего водоснабжения к подающему и обратному трубопроводам

Вода из подающего и обратного трубопроводов смешивается в терморегуляторе. Давление за терморегулятором близко к давлению в обратном трубопроводе, поэтому циркуляционная линия ГВС присоединяется за местом отбора воды после дроссельной шайбы. Количество горячей воды поступающей из подающего трубопровода зависит от температуры воды в обратном трубопроводе. При температуре в обратном трубопроводе выше  $60^{\circ}\text{C}$  вода полностью поступает из обратного трубопровода, при температуре воды в нем ниже  $60^{\circ}\text{C}$  – из обратного и подающего, а при температуре воды в подающем трубопроводе, равной  $60^{\circ}\text{C}$  – полностью из подающего трубопровода. Максимальный расход воды в подающем трубопроводе, по которому определяется расчетный расход на абонентский ввод, имеет место при максимальной нагрузке ГВС и минимальной температуре воды в тепловой сети, т.е. при режиме, когда нагрузка ГВС целиком обеспечивается из подающего трубопровода.



**Рисунок 1.36** - Непосредственное присоединение системы горячего водоснабжения к подающему и обратному трубопроводам при независимом присоединении систем отопления

В этой схеме утечки восполняются из системы горячего водоснабжения после узла смешения. При давлении в обратном трубопроводе тепловой сети, недостаточном для подачи воды в систему горячего водоснабжения, устанавливают регулятор давления (подпора) при достаточном

общем напоре или повысительный насос, который одновременно может являться циркуляционным.

Как для перспективных потребителей, так и для существующих теплопотребляющих установок, входящих в состав общего имущества МКД или объектов социальной сферы, подлежащих капитальному ремонту или реконструкции, с учетом оборудования и сетей инженерно-технического обеспечения, наиболее рациональным будет использование следующих требований и норм технического регулирования:

- для объектов нового строительства, базовым (предпочтительным), будет являться присоединение по независимой схеме в силу того, что данная схема является наиболее соответствующей требованиям действующего законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, а также обладает существенным преимуществом в части обеспечения требований надежности;
- для существующих теплопотребляющих установок подключенных по зависимой схеме, где давление теплоносителей в обратных трубопроводах равно или превышает величину рабочего давления, для существующих отопительных приборов в жилых и нежилых помещениях с периодическим пребыванием в них людей, схема присоединения должна быть реконструирована в независимое исполнение с целью повышения безопасности и надежности теплоснабжения;
- для существующих теплопотребляющих установок, подключенных по зависимой схеме, с недостаточным располагаемым напором на вводе в теплопотребляющую установку, схема присоединения должна быть реконструирована, с учетом установки средств автоматического (регулируемого) смешения или переведена на независимое подключение;
- для существующих теплопотребляющих установок, подключенных по зависимой схеме, подключенных к тепловым сетям, работающих по повышенному температурному графику и низким значением коэффициента смешения, схема присоединения должна быть реконструирована с учетом установки средств автоматического (регулируемого) смешения;
- для существующих теплопотребляющих установок, подключенных по зависимой схеме, подключенных к тепловым сетям, работающих по прямому отопительному температурному графику, схема присоединения должна быть реконструирована с учетом установки средств, ограничения расхода теплоносителей (регуляторы перепада давлений, регуляторы расхода, балансировочные клапаны);
- для потребителей, подключенных от ЦТП, с зависимой схеме (с транзитной подачи тепловой энергии на нужды отопления), схема присоединения может быть изменена (реконструирована) исходя из вышеприведенных зависимостей и реализацией мероприятий по восстановлению (прокладки) линий рециркуляции в случае ее отсутствия или неработоспособности

Такие подходы, максимально соответствуют как требованиям законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, так и требованиям жилищного кодекса, в части предоставления коммунальных услуг надлежащего качества.

Согласно предоставленной информации в зоне теплоснабжения Курской ТЭЦ-1 системы отопления подключены по зависимой схеме с элеваторным смешением, системы горячего водоснабжения – все закрытые. Теплоснабжение потребителей ТЭЦ-1 осуществляется от ЦТП (по 4-х



трубной схеме), а также от ТП и ИТП с установкой индивидуальных подогревателей горячей воды.

Системы отопления потребителей Курской ТЭЦ-4 подключены по зависимой схеме с элеваторным смешением, а все системы горячего водоснабжения – по открытой схеме. Теплоснабжение потребителей осуществляется от ИТП. От тепловых сетей ТЭЦ-4 подключено два ТП (ТП Семашко; ТП Юннатов) с независимой схемой присоединения систем отопления. Понижение параметров теплоносителя производится в индивидуальных тепловых пунктах потребителей и закрытой схемой горячего водоснабжения.

Схема присоединения потребителей тепла, подключенных к Курской ПП «ТЭЦ СЗР»: зависимая 80%, независимая 20%. В целом в зоне ПП «ТЭЦ СЗР» система горячего водоснабжения – смешанная (открытая и закрытая). Потребители, подключенные по независимой схеме – это, в основном, современная многоэтажная застройка Северного жилого района и Юго-Западного жилого района. Система горячего водоснабжения этих потребителей закрытая. По открытой схеме горячего водоснабжения подключены потребители: северо-западного района от ТП-2, ТП-3 и ТП-4, автовокзал и ГПТУ №5, по ул. Звездная, район СХА и пос. «Заря». Теплоснабжение потребителей осуществляется от ЦТП (по 4-ех трубной схеме): ТП-1046, ЦПИОМ-1, ТП-79, ЦПИОМ-2, ТП-781, в ИТП с установкой индивидуальных водяных подогревателей на ГВС, в ИТП с установкой индивидуальных водяных подогревателей на ГВС и по отоплению (независимая схема) и в ИТП по открытой схеме с установкой регуляторов температуры РТЕ.

Схема присоединения потребителей котельной ООО «ТГК» по горячему водоснабжению – открытый водозабор, по отоплению – независимая. ТП Спутник с независимой схемой присоединения систем отопления включает в состав своего оборудования несколько теплообменников отопления (водо-водяных подогревателей), включенных параллельно друг другу, как по сетевой воде, так и по вторичной отопительной воде, а также группу циркуляционных и подпиточных насосов. Вода из подающей линии магистральной тепловой сети проходит через водо-водяные подогреватели, в которых она нагревает вторичную воду, циркулирующую в тепловых сетях второго контура. Охлажденная сетевая вода возвращается в обратную линию магистральной тепловой сети № 1.

Системы отопления потребителей котельной «113 кв.» подключены по зависимой схеме с элеваторным смешением, а системы горячего водоснабжения – по открытой схеме.

Подключение потребителей к тепловым сетям прочих источников тепла (котельных МУП «Гортеплосеть») производится по зависимой схеме с элеватором в качестве смесительного устройства. Система горячего водоснабжения закрытая. Подогреватели горячего водоснабжения установлены, в основном, на котельных.

Системы отопления абонентов, подключенных к прочим источникам тепловой энергии, подключены по зависимой схеме. Системы горячего водоснабжения закрытые.

#### **1.3.16 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя**

На сегодняшний день Филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация» исполняет роль единой теплоснабжающей организации на территории городского округа Курск за исключением территорий жилого района Северный Центрального административного округа, где осуществляет выработку и сбыт тепловой энергии АО "Теплоэнергосбытовая компания" от ТЭЦ АО "ТЭСК".

Преимущественно у всех потребителей тепловой энергии, относящихся к категории «бюджетные» и «прочие», имеются приборы учета потребляемой тепловой энергии (теплоносителя). У подавляющего большинства потребителей тепловой энергии категории «население» не установлены общедомовые приборы учета тепловой энергии и ГВС. Покупку тепловой энергии и горячей воды осуществляют, в основном управляющие компании и ТСЖ, обслуживающие дома, которые впоследствии начисляют собственникам жилья квартплаты, где также фигурирует оплата услуг по отоплению, рассчитанных по количеству м<sup>2</sup> жилплощади и нормативу, а также оплата ГВС, начисленная по индивидуальным квартирным счетчикам или при их отсутствии по нормативам, утвержденным на территории города Курска.

На тепловых пунктах (ТП) ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ПП «ТЭЦ СЗР» приборы коммерческого учета отсутствуют. Несмотря на стабильный рост обеспеченности жилищного фонда города Курска приборами учета тепловой энергии значительная часть многоквартирных домов коллективными приборами учета тепловой энергии не оборудована. Исключение составляют индивидуальные тепловые пункты (ИТП) в новых многоквартирных жилых домах (МКД) вводимые в эксплуатацию после 2000 года, которые автоматизированы и оснащены приборами коммерческого учета.

Тепловые сети ТЭЦ АО "ТЭСК" оснащены средствами учета тепловой энергии. В жилых домах нового района Северный, снабжаемые теплом от ТЭЦ АО "ТЭСК", индивидуальные тепловые пункты оснащены приборами учета расхода тепла на отопление и горячее водоснабжение.

Приборами учета тепловой энергии оснащены около 35% потребителей котельной ООО «ТГК».

Тепловые пункты потребителей прочих котельных не оборудованы приборами учета и регулирования.

Сведений о потребителях, у которых установлены приборы коммерческого учета тепловой энергии, не предоставлено. Учет тепла, отпущенного потребителям, у которых приборы учета отсутствуют, производится расчетным методом.

В рамках программы капитального ремонта жилья идет оснащение приборами коммерческого учета существующих ИТП. Процесс установки коммерческих узлов учёта тепла тормозится недостаточным финансированием.

### **1.3.17 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи**

Основной производитель тепловой энергии Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» в целях ее реализации потребителям имеет собственную диспетчерскую службу в обязанности которой входит выявление и организация работы по устранению нештатных и аварийных ситуаций на объектах и инженерных сооружениях, взаимодействие с диспетчерскими службами управляющих компаний по вопросам состояния и качества работы внутридомовых систем теплоснабжения и параметров на входе в многоквартирные дома. контроль за работой

Диспетчерская служба Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» выполняет функции: управления гидравлическими режимами магистральных тепловых сетей эксплуатируемых организацией тепловых электрических станций (ТЭЦ), регулирование температуры в подающих трубопроводах тепловых магистралей на выходе с ТЭЦ и контроль параметров насосных станций. Диспетчерская оборудована телефонной связью, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей и обслуживающего персонала. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

С источников тепла и от ПНС №№ 7, 11, 12 на диспетчерский пункт центральной диспетчерской выведены, посредством модемной связи, параметры теплоносителя. Для более эффективной работы диспетчерской службы необходимо произвести передачу параметров от всех ПНС, ЦТП, ТП.

Диспетчерская служба котельной ООО «ТГК» и котельной «113 кв.» управляет гидравлическими и тепловыми режимами тепловых сетей. Связь с центральной диспетчерской осуществляется по телефонной связи.

Система диспетчеризации и систем управления режимами в системах теплоснабжения жилого района Северный Центрального административного округа возложены на дежурную смену ТЭЦ АО «ТЭСК».

Тепломеханическое оборудование на источниках тепловой энергии прочих котельных МУП «Гортеплосеть» городского округа имеет невысокую степень автоматизации. Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию.

Регулирующие и запорные задвижки в тепловых камерах не имеют средств телемеханизации. Переключаемые участки тепловых сетей с ППУ изоляцией не имеют системы дистанционного контроля.

На котельных ГУПКО «Курскоблжилкомхоз» имеются в наличии собственные диспетчерские и аварийные службы, управляющие гидравлическими и тепловыми режимами тепловых сетей.

Котельные ООО «Агропрект» и ООО «СБМ» работают в автоматическом режиме без доступа персонала.

### **1.3.18 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Все тепловые пункты от ТЭЦ-1 и ПП «ТЭЦ СЗР» оснащены терморегуляторами системы ГВС, которые обеспечивают поддержание температуры горячей воды в заданном диапазоне регулирования и регуляторами перепада давления в системе отопления. Индивидуальные тепловые пункты потребителей, подключенные помимо тепловых пунктов, также оснащены счетчиками учета и средствами регулирования отпуска тепловой энергии.

На ТЭЦ-4 приборы регулирования частоты вращения сетевых насосов не установлены. При открытой схеме ГВС корректировка температуры воды осуществляется регулятором температуры (РТЕ). Счетчиками учета тепла и средствами регулирования также оснащены индивидуальные тепловые пункты потребителей.

ЦТП от котельной ООО «ТГК» и котельной «113 кв.» автоматизированы и оснащены терморегулятором системы ГВС, который обеспечивает поддержание температуры горячей воды в заданном диапазоне регулирования и регулятором температуры в системе отопления. Также оснащены счетчиками учета тепла и средствами регулирования индивидуальные тепловые пункты потребителей, подключенных помимо ЦТП.

Автоматизация ЦТП и тепловых пунктов развита недостаточно. На всех ЦТП и ТП повсеместно отсутствует автоматизированная система управления технологическим процессом позволяющая осуществлять дистанционное управление и мониторинг параметров работы соответствующих объектов на тепловых сетях. Таким образом, автоматизация заключается, в основном, в поддержании температуры горячей воды и управлении насосов ХВС.

Центральные тепловые пункты и насосные в зонах теплоснабжения котельных прочих теплоснабжающих организаций отсутствуют.

### **1.3.19 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Непосредственно на трубопроводах тепловых сетей устройств, обеспечивающих их защиту от повышения давления сверх допустимого уровня и гидроударов, не предусмотрено. Защита тепловых сетей от повышенного давления осуществляется посредством применения предохранительных клапанов на источнике теплоснабжения.

Защита оборудования ТЭЦ-1 и ПП «ТЭЦ СЗР», магистральных тепловых сетей и потребителей от повышения давления осуществляется сбросными клапанами, а для защиты теплопотребляющего оборудования абонентов от недопустимого превышения давления в ИТП устанавливаются устройства для сброса давления (предохранительные клапаны).

Защита оборудования ТЭЦ-4, а также защита теплопотребляющего оборудования его абонентов от недопустимого превышения давления в ИТП осуществляется предохранительными клапанами.

Для защиты теплопотребляющего оборудования абонентов от недопустимого превышения давления в ЦТП котельной ООО «ТГК» и котельной «113 кв.» установлены устройства для сброса давления – предохранительные клапаны.

На прочих котельных защита оборудования и потребителей от превышения (падения) давления осуществляется за счет двух предохранительных клапанов, установленных на котлах и предохранительных клапанов на трубопроводах обратной сетевой воды.

### **1.3.20 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Согласно пункту 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" под бесхозной тепловой сетью понимается совокупность устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии и не имеющих эксплуатирующей организации. Согласно статье 225 Гражданского кодекса РФ вещь признается бесхозной, если у нее отсутствует собственник или его невозможно определить (собственник неизвестен), либо собственник отказался от права собственности на нее.

Единственный признак, позволяющий отнести ту или иную тепловую сеть к бесхозной – отсутствие эксплуатирующей организации.

Бесхозные тепловые сети, в силу пункта 3 ст. 225 Гражданского кодекса РФ, переходят в муниципальную собственность. До такого перехода, в случае выявления бесхозных тепловых сетей на органы местного самоуправления, согласно. Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении", возлагается обязанность по определению, в течение 30 дней, организации, которая будет осуществлять их содержание и обслуживание. В роли такой организации может выступать:

1. Теплосетевая организация, чьи тепловые сети непосредственно соединены с бесхозными сетями. В этом случае исходным критерием для выбора организации выступает наличие непосредственного присоединения бесхозных объектов к сетям данной организации, которая их использует в своей основной деятельности.

2. Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения, куда входят бесхозные тепловые сети, осуществляющая их содержание и обслуживание. Во втором случае, таким

критерием выступает наличие в системе теплоснабжения единой теплоснабжающей организации, осуществляющей содержание и обслуживание бесхозяйных объектов.

Орган регулирования обязан расходы, на обслуживание таких сетей, включить в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Принятие на обслуживание бесхозяйных сетей в порядке ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении" не отменяет необходимости принятия их в собственность органом местного самоуправления. Принятие на учет бесхозяйных тепловых сетей осуществляется на основании постановления Правительства Российской Федерации от 17.09.2003 № 580 "Об утверждении Положения о принятии на учет бесхозяйных недвижимых вещей".

Вне зависимости от наличия в системе теплоснабжения бесхозяйных тепловых сетей, обязанность по надежному и бесперебойному снабжению потребителей энергией, должна возлагаться на профессиональных участников рынка тепловой энергии – теплоснабжающую, теплосетевую организации.

Информация о теплосетевом имуществе, в отношении которого установлен в законном порядке статус «бесхозяйного объекта», по состоянию на 01.01.2022 предоставлена Комитетом по управлению муниципальным имуществом города Курска (письмо №8932/0701-14 от 26.07.2022).

Перечень бесхозяйных тепловых сетей по городскому округу Курск, приведен в таблице 1.48.

**Таблица 1.48 - Перечень бесхозяйных тепловых сетей**

№ п/п	Объект	Участок тепловой сети (адрес)	Протяженность, м	Кадастровый номер	Дата постановки на бесхозяйный учет	Этап работы
1	Сеть тепло-снабжения	от ТК-1 до ТК-4 по ул. Дружининской	88	46:29:102279:1132	20.01.2021	признано право МО г. Курск
2	Сеть тепло-снабжения	Теплосеть от жилого дома 72/14 ул. К. Маркса до ТК б/н, от ТК б/н до ввода №1 жилого дома 72/15 ул. К. Маркса, от ТК б/н до ввода №2 ул. К. Маркса, от жилого дома 72/15 ул. К. Маркса до ТК б/н, от ТК б/н до жилого дома ул. К. Маркса 72/16	210	46:29:102045:1473	22.01.2021	в суде
3	Сеть тепло-снабжения	от ТК-6 до здания по ул. Сумская, 9	129	46:29:103008:1541	22.01.2021	признано право МО г. Курск
4	Сеть тепло-снабжения	ул. Разина,8, от ТК-90 до здания МБДОУ детский сад №9	90	46:29:000000:5130	22.01.2021	в суде
5	Сеть тепло-снабжения	от ТК-15 до ввода в дом №6 п. Косиново	30	46:29:102004:71	25.01.2021	признано право МО г. Курск

№ п/п	Объект	Участок тепловой сети (адрес)	Протяженность, м	Кадастровый номер	Дата поста- новки на бесхозяйный учет	Этап работы
6	Сеть тепло- снабжения	Курск, от ТК-63/7А до ТК-63/7Б, от ТК-63/7Б до ТК-63/7Г, от ТК-63/7Г до ТК-63/7Е, от ТК-63/7Е до жилого дома №2 по ул. Лысая Гора	164	46:29:000000:5144	10.02.2021	в суде
7	Сеть тепло- снабжения	ул. К. Маркса, 60	89	46:29:102161:1395	24.03.2021	признано право МО г. Курск
8	Сеть тепло- снабжения	ул. Веспремская, 2	1	46:29:102194:5151	29.03.2021	признано право МО г. Курск
9	Сеть ГВС	ул. Веспремская, 2	3	46:29:102194:5151	31.03.2021	в суде
10	Сеть тепло- снабжения	ул. Радищева от ТК-6 к дому №17-19	44	46:29:102294:1504	01.04.2021	в суде
11	Сеть тепло- снабжения	ул. Тракторная к дому №33	86	46:29:103006:1826	05.04.2021	признано право МО г. Курск
12	Сеть ГВС и сеть теплоснабжения	Магистральный пр-д к дому №11Д	22	46:29:103214:1227	06.04.2021	признано право МО г. Курск
13	Сеть тепло- снабжения	от места врезки в тепло- вую сеть в жилом доме по ул. Интернациональ- ная,2 до теплового узла в здании гаража в/в "Охра- на" по ул. Дубровинско- го, 2А, от теплового узла в здании гаража в/в "Охрана" по ул. Дубро- винского, 2А до админи- стративного здания УМВД России по г. Кур- ску	63	46:29:101040:1444	20.04.2021	в суде
14	Сеть тепло- снабжения	Курск, от врезки тепло- сети до теплового узла в здании гаража склада УМВД России по г. Кур- ску, расположенного по адресу ул. Еремина,7, от теплового узла пункта полиции №1 по ул. Ере- мина,7 до здания ООО "Полимер" по ул. Ереми- на,3/5	75	46:29:103007:2132	21.04.2021	признано право МО г. Курск
15	Сеть тепло- снабжения	ул. Ольшанского, 9А	111	46:29:103023:706	29.04.2021	признано право МО г. Курск
16	Сеть тепло- снабжения	ул. Гремяченская, 11	71	46:29:102121:213	04.08.2021	в суде
17	Сеть тепло- снабжения	к зданию НОД-ВОД по ул. ВЧК, 182А от стены ТК УТ-2	84	46:29:101114:288	02.09.2021	в суде

№ п/п	Объект	Участок тепловой сети (адрес)	Протяженность, м	Кадастровый номер	Дата поста- новки на бесхозный учет	Этап работы
18	Сеть тепло- снабжения	к КНС по ул. Интернаци- ональная, 1 от стены ТК- 68	156	46:29:000000:5235	03.09.2021	в суде
19	Сеть тепло- снабжения	от ТК-39/2 до стены зда- ния №4/6 по ул. 50 лет Октября	26	46:29:102239:925	16.09.2021	в суде
20	Сеть тепло- снабжения	от ТК-2 до здания начальной школы по ул. Полевая, 17	83	46:29:101089:1021	06.12.2021	в суде

В соответствии с информацией, предоставленной филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация», в зоне действия ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, «ТЭЦ СЗР» и котельной ООО «ТГК» так же имеются бесхозные теплосетевые объекты. Перечень бесхозных тепловых сетей в зоне действия ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, «ТЭЦ СЗР» и котельной ООО «ТГК» приведен в таблице 1.49

**Таблица 1.49** - Перечень бесхозяйных тепловых сетей в зоне действия ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, «ТЭЦ СЗР» и котельной ООО «ТГК»

№ п/п	Начальная камера	Адрес	Конечная камера	Адрес	Диаметр, мм	Длина в двухтрубном исчислении, м	Подключенные потребители	Тип прокладки	Техническое состояние	Примечание
<b>В зоне теплоснабжения ТЭЦ-1</b>										
1	ТК-7(УТ-15)	Проспект Ленинского Комсомола	ТП-Горбольницы	2-й Промышл. Переулок, д.13	500	99,5	Горбольница №4, ПЛК	канальная	Удовлетворительное	
2	ТК-43Б	ул. Павлуновского	ТП-298 кв.	ул. Павлуновского	200	71,5	ТП-298 кв.	канальная	Удовлетворительное	
3	ТК-27/9	ул. Дейнеки	ТП-11 кв.	ул. Дейнеки	400	256	ТП-11 кв.	канальная	Удовлетворительное	
4	ТК 1127/2А	ул. Ольшанского	-		125	103	Поликлиника №7 по ул. Заводская	канальная	Удовлетворительное	
5	ТК-2 В	ул. Серегина	ТК-4	ул. Серегина	133	71	-	канальная	Удовлетворительное	
					133	35,5				
					76	35,5				
6	ТК-4	ул. Заводская	ТК-4а (где распол. эл. узел)	-	57	28	ул. Заводская, 15	канальная	Удовлетворительное	
7	ТК-1240/5	ул. Моковская	ТП-27 кв.	ул. Моковская	108	47	ж.д. ул.Моковская, 27, 29	канальная	Удовлетворительное	
<b>Всего в зоне ТЭЦ-1</b>						<b>747</b>				
<b>В зоне теплоснабжения ТЭЦ-4</b>										
8	ТК-90(ТК-4323/3)	ул. Степана Разина	д/с "Лучик"	-	125	65,5	д/с "Лучик"	канальная	Удовлетворительное	Переданы филиалу на обслуживание по акту приема-передачи
					80	65,5				
9	ТК-3	Южный пер.	-	-	57	8	ж.д. Южный пер., 16	канальная	Удовлетворительное	
10	ТК 18/14	ул. Почтовая	ТК 18/15	ул. Почтовая	108	26	-	канальная	Удовлетворительное	
<b>Всего в зоне ТЭЦ-4</b>						<b>165</b>				
<b>ТЭЦ-СЗР</b>										
11	УТ-3	ул. Гремяченская	УТ-4	ул. Гремяченская	219	35		канальная	Удовлетворительное	



№ п/п	Начальная камера	Адрес	Конечная камера	Адрес	Диаметр, мм	Длина в двухтрубном исчислении, м	Подключенные потребители	Тип прокладки	Техническое состояние	Примечание
12	ТК-65/1а	ул. Пучковка	ТП-1046 кв.	-	200	144	ТП-1046 кв.	канальная	Удовлетворительное	
<b>Всего в зоне ТЭЦ-СЗР</b>						<b>179</b>				
<b>Котельная ООО "ТГК"</b>										
13	ТК-113	ул. Краснознаменная	ТК-112 Б	ул. Краснознаменная	76	24	-	канальная	Удовлетворительное	
14	ТК-112 Б	ул. Краснознаменная	-	-	57	13	"Центр для несовершеннолетних" ул. Краснознаменная, 20	канальная	Удовлетворительное	
15	ТК-107	ул. Республиканская	-	-	57	6	Административное здание по ул. Республиканская, 26	канальная	Удовлетворительное	
<b>Всего в зоне котельной ООО "ТГК"</b>						<b>43</b>				
<b>ВСЕГО</b>						<b>1134</b>				

### 1.3.21 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

В 2019 году ООО «ЦНИЭК» была проведена работа по энергетическому обследованию тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» и определению нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии. Разработаны энергетические характеристики по показателям «потери сетевой воды» и «тепловые потери» для систем теплоснабжения от ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ТЭЦ-СЗР, котельной «113 кв.» и котельной ООО «ТГК».

Суммарные расчетные нормативные месячные и годовые потери тепловой энергии с потерями сетевой воды (утечки) и тепловые потери через изоляцию в тепловых сетях, эксплуатируемых филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация», приведены в таблицах 1.50-1.51.

**Таблица 1.50** - Суммарные расчетные нормативные месячные потери сетевой воды в тепловых сетях, эксплуатируемых филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация»

Период	Тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал				
	с нормативной утечкой	пусковое заполнение	регламентные испытания	со сливами из САЗР	Всего
Январь	8793,4	-	-	-	8793,4
Февраль	7275,9	-	-	-	7275,9
Март	6667,4	-	-	-	6667,4
Апрель	5652,8	-	-	-	5652,8
Май	4077,2	2700,6	412,2	-	7190,0
Июнь	4252,8	1636,9	280,9	-	6170,7
Июль	4888,3	484,7	88,1	-	5461,1
Август	5111,4	-	-	-	5111,4
Сентябрь	5233,5	-	-	-	5233,5
Октябрь	5823,5	-	-	-	5823,5
Ноябрь	6715,1	-	-	-	6715,1
Декабрь	7679,2	-	-	-	7679,2
<b>Год</b>	<b>72170,6</b>	<b>4822,2</b>	<b>781,2</b>		<b>77774,1</b>

**Таблица 1.51** - Суммарные расчетные нормативные месячные потери тепловой энергии через изоляцию в тепловых сетях, эксплуатируемых филиалом ПАО «Квадра» - «Курская генерация»

Период	Месячные и годовые тепловые потери через изо-			Тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Суммарные тепловые потери, Гкал
	подземная прокладка	надземная прокладка	суммарные		
Январь	54589,0	6255,6	60844,6	8793,4	69638,0
Февраль	46541,0	5065,5	51606,5	7275,9	58882,4
Март	44772,3	4483,4	49255,7	6667,4	55923,1
Апрель	38691,4	3602,9	42294,4	5652,8	47947,2
Май	26358,9	2220,9	28579,8	7190,0	35769,8
Июнь	28290,4	2808,7	31099,1	6170,7	37269,8
Июль	28734,5	2827,4	31561,9	5461,1	37023,0
Август	29774,7	2927,1	32701,7	5111,4	37813,1
Сентябрь	28938,4	3275,9	32214,2	5233,5	37447,7
Октябрь	33403,7	3767,7	37171,4	5823,5	42994,9
Ноябрь	39785,4	4584,0	44369,4	6715,1	51084,5
Декабрь	47312,3	5317,6	52629,9	7679,2	60309,1
<b>Год</b>	<b>447191,9</b>	<b>47136,6</b>	<b>494328,5</b>	<b>77774,1</b>	<b>572102,6</b>

Энергетические характеристики тепловых сетей прочих теплоснабжающих организаций в городском округе Курск не разрабатывались.

### **1.3.22 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной схемы теплоснабжения изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них не зафиксировано.

## **1.4 Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии**

### **1.4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Основным производителем и поставщиком тепловой энергии в городском округе является ПАО «Квадра» - «Курская генерация», в состав которой входят три источника тепловой энергии, работающих в режиме когенерации (ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ТЭЦ-СЗР), обеспечивающих теплоснабжение Сеймского и Центрального округов города и два арендованных у МУП «Гортеплосеть» котельных, которые осуществляют поставку тепловой энергии конкретному потребителю.

Также в городском округе, в области централизованного теплоснабжения, тепловая энергия производится котельной ООО «ТГК» для теплоснабжения Железнодорожного округа совместно с котельной 113 кв., принадлежащей МУП «Гортеплосеть» и 12 котельными МУП «Гортеплосеть» расположенных в различных районах городского округа.

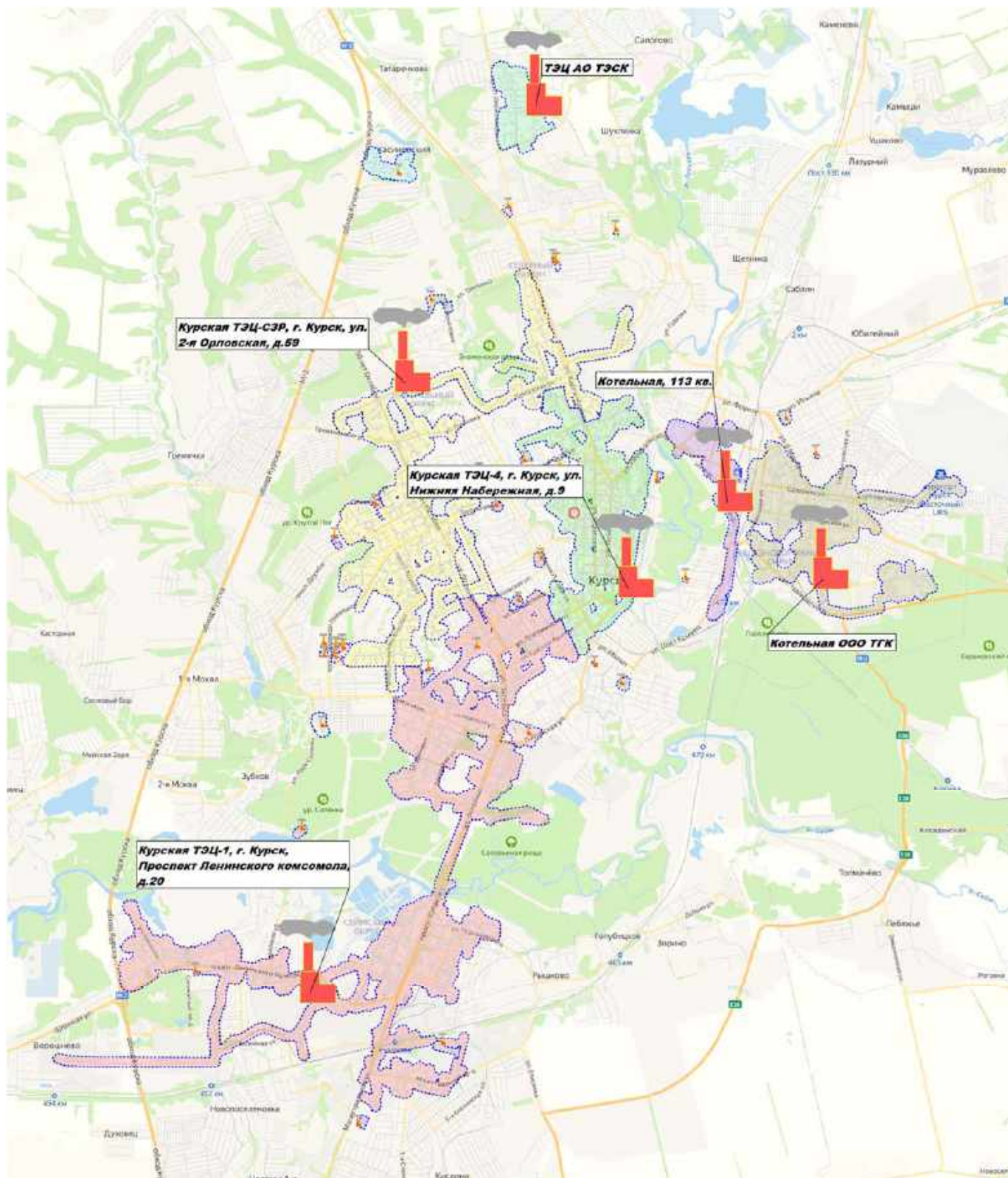
Теплоснабжение потребителей п. Северный северной части Центрального округа осуществляется источником АО «ТЭСК» (ЕТО в зоне теплоснабжения северной части Центрального округа) ТЭЦ АО «ТЭСК», работающий в режиме когенерации.

Настоящий раздел содержит описание существующих зон действия источников тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения на территории городского округа Курск.

Зоной действия источника тепловой энергии является территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Карта зон действия источников централизованного теплоснабжения Курской ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ПП «ТЭЦ СЗР», котельной ООО «ТГК», котельной «113 кв.» и ТЭЦ АО «ТЭСК», приведены на рисунке 1.37.

Схема размещения существующих отопительных котельных, принимавших участие в централизованном теплоснабжении, приведены на рисунке 1.38.



**Рисунок 1.37 - Зоны действия Курской ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ПП «ТЭЦ СЭР», котельной ООО «ТГК», котельной 113 кв. и ТЭЦ АО «ТЭСК»**



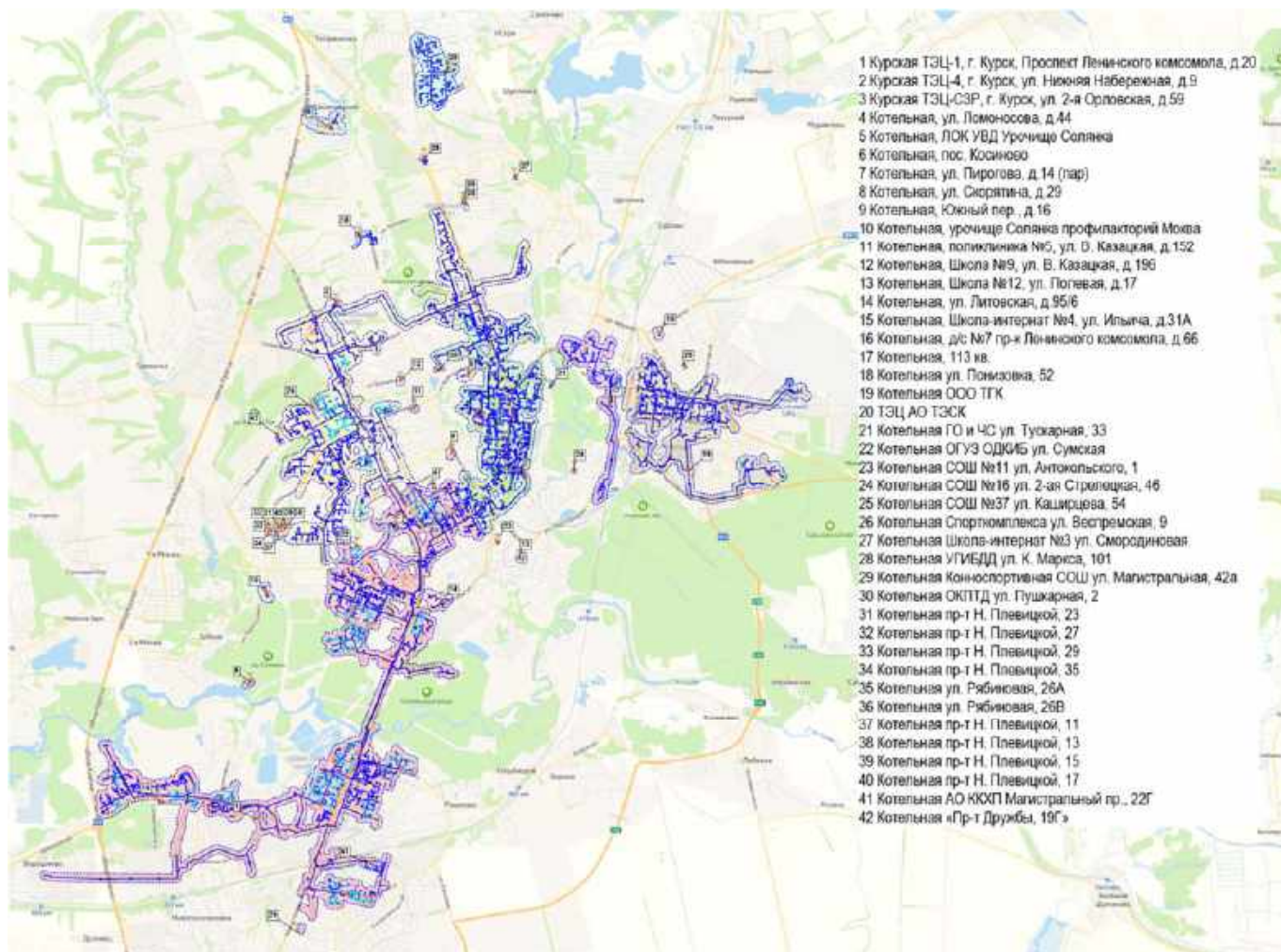


Рисунок 1.38 - Схема размещения отопительных котельных

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

### 1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

В соответствии с СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» для городского округа Курск, расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции на территории поселения составляет  $(-23)^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура отопительного сезона составляет  $(-2,2)^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность отопительного сезона равна 194 суток.

Расчетные нагрузки потребителей в горячей воде приводятся в расчетных элементах территориального деления. За расчетные объекты территориального деления приняты территориальные округа, в соответствии с Генеральным планом.

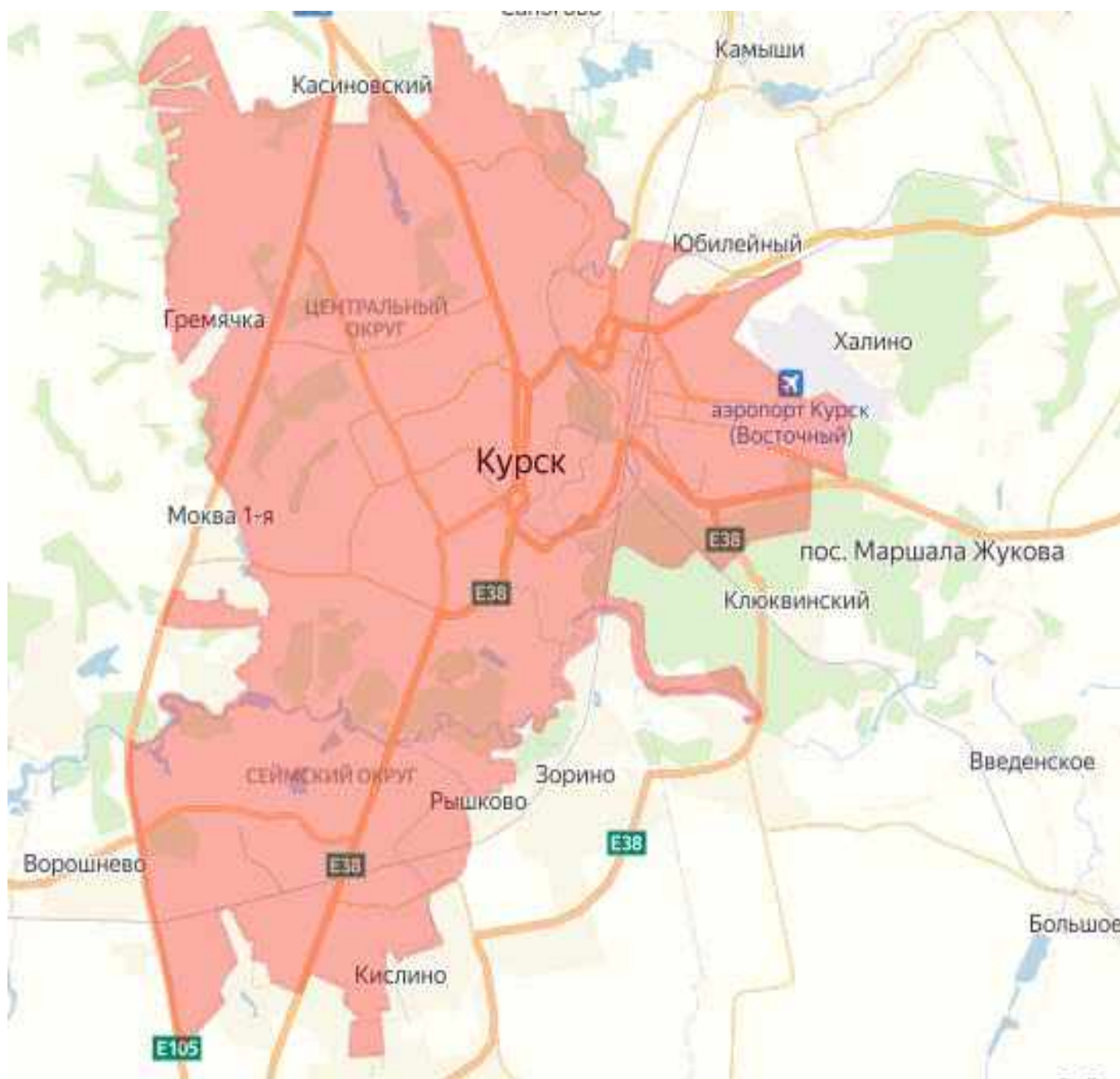


Рисунок 1.39 – Карта (схема) границ территории городского округа Курск



**Рисунок 1.40** – Схема административного деления города

Значения спроса тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха основаны на анализе тепловых нагрузок потребителей, представленных теплоснабжающими организациями, и приведены в таблице 1.51. В таблице, также приводятся расчетные значения спроса тепловой энергии, определенные по фактически используемой нагрузке.

Анализ данных таблицы 1.52 показывает, что объемы спроса на тепловую энергию, рассчитанные исходя из договорных условий и фактического значения используемой мощности, отличаются на 1478102,4 Гкал в год. В связи с этим можно сделать выводы о том, что:

- объем существующего спроса на тепловую энергию в элементах территориального деления соответствует данным таблице 1.52 и определен в объеме потребления 2105627,3 Гкал/год;
- обязательства по договорам теплоснабжения (договорные нагрузки потребителей) завышены относительно фактических обязательств на 40%, что и определило факт необоснованного удержания потребителями резерва мощности, что приводит к занижению профицита или возникновению дефицита мощности источников тепла.

Таблица 1.52 - Объем спроса тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления

Планировочный район	Источники	Объем потребления тепловой энергии при расчетной температуре воздуха -23°С, средней температуре отопительного периода -2,2°С и продолжительности 194 суток															
		Спрос тепловой энергии, определенный на основании договорных нагрузок								Спрос тепловой энергии, определенный по фактически используемой нагрузке (мощности)							
		Отопление + вентиляция		ГВС <sub>ср.ч</sub>		Технология (пар)		Итого: Σ		Отопление + вентиляция		ГВС <sub>ср.ч</sub>		Технология (пар)		Итого: Σ	
		Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал
Центральный округ	филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»																
	Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	194,598	446394,0	16,972	119689,5	0,000	0,0	211,570	566083,5	126,813	290901,3	8,273	58345,3	0,000	0,0	135,087	349246,6
	Курская ТЭЦ-СЗР, г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	275,764	632584,6	51,500	363185,2	0,000	0,0	327,264	995769,8	193,583	444065,7	28,731	202612,9	0,000	0,0	222,313	646678,6
	Котельная "ул. Ломоносова, 44"	0,303	695,1	0,102	719,9	0,000	0,0	0,405	1415,0	0,309	707,9	0,110	773,9	0,000	0,0	0,418	1481,8
	МУП "Гортеплосеть"																
	Котельная "Косиново", п. Косиново	3,032	6954,3	0,114	801,1	0,282	1311,4	3,427	9066,8	2,697	6187,4	0,087	610,6	0,302	1404,1	3,085	8202,1
	Котельная "ул. Пирогова, 14"	0,000	0,0	0,000	0,0	0,048	417,0	0,048	417,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,011	99,4	0,011	99,4
	Котельная "ул. Скорятин, 29"	0,342	783,4	0,019	133,3	0,000	0,0	0,360	916,7	0,211	483,9	0,027	187,7	0,000	0,0	0,238	671,6
	Котельная "Южный пер., 16"	0,407	934,3	0,000	0,0	0,000	0,0	0,407	934,3	0,270	620,4	0,000	0,0	0,000	0,0	0,270	620,4
	Котельная детской поликлиники №5, ул. В. Казацкая, 152	0,106	243,2	0,013	94,0	0,000	0,0	0,119	337,2	0,112	256,2	0,002	17,4	0,000	0,0	0,114	273,6
	Котельная школы №9, ул. В. Казацкая, 196	0,200	458,8	0,000	0,0	0,000	0,0	0,200	458,8	0,119	273,5	0,000	0,0	0,000	0,0	0,119	273,5
	Котельная "ул. Понизовка, 52"	0,779	1787,0	0,000	0,0	0,000	0,0	0,779	1787,0	0,515	1181,6	0,000	0,0	0,000	0,0	0,515	1181,6
	АО "Теплоэнергосбытовая компания"																
	ТЭЦ АО "ТЭСК"	52,217	119781,2	18,207	128399,9	0,086	755,5	70,510	248936,5	41,598	95423,8	6,861	48387,2	0,526	4605,8	48,985	148416,8
	ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"																
	Котельная ГО и ЧС	0,112	256,9	0,037	261,5	0,000	0,0	0,149	518,4	0,114	261,0	0,038	265,7	0,000	0,0	0,151	526,7
	Котельная ОГУЗ "ОДКИБ"	1,447	3318,2	0,446	3144,1	0,000	0,0	1,892	6462,3	0,685	1570,7	0,211	1488,3	0,000	0,0	0,896	3058,9
	Котельная Спорткомплекса	0,273	626,2	0,058	408,4	0,000	0,0	0,331	1034,7	0,252	577,5	0,053	376,6	0,000	0,0	0,305	954,1
	Котельная "Школа-интернат №3"	0,452	1037,8	0,019	136,3	0,000	0,0	0,472	1174,1	0,626	1436,9	0,027	188,8	0,000	0,0	0,653	1625,7
	Котельная УГИБДД	2,230	5115,5	0,154	1084,3	0,000	0,0	2,384	6199,7	0,514	1179,7	0,035	250,1	0,000	0,0	0,550	1429,8
	Котельная ОКПТД	0,175	401,4	0,034	240,9	0,000	0,0	0,209	642,4	0,034	78,3	0,007	47,0	0,000	0,0	0,041	125,3
	ООО "Агропроект"																
	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 23"	1,000	2293,9	0,125	881,5	0,000	0,0	1,125	3175,5	1,378	3160,3	0,172	1214,5	0,000	0,0	1,550	4374,8
	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 27"	1,370	3142,7	0,221	1557,4	0,000	0,0	1,591	4700,0	0,829	1901,8	0,134	942,4	0,000	0,0	0,963	2844,3
	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 29"	1,300	2982,1	0,250	1763,0	0,000	0,0	1,550	4745,2	0,655	1502,3	0,126	888,2	0,000	0,0	0,781	2390,4
	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 35"	1,700	3899,7	0,375	2644,6	0,000	0,0	2,075	6544,2	1,125	2581,7	0,248	1750,8	0,000	0,0	1,374	4332,5
	Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	1,300	2982,1	0,292	2056,9	0,000	0,0	1,592	5039,0	1,011	2319,3	0,227	1599,7	0,000	0,0	1,238	3919,0
	Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	0,600	1376,4	0,092	646,4	0,000	0,0	0,692	2022,8	0,510	1168,9	0,078	549,0	0,000	0,0	0,587	1717,9
	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 11"*	1,510	3463,8	0,338	2380,1	0,000	0,0	1,848	5843,9	-	-	-	-	-	-	-	-
	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 13"***	0,660	1514,0	0,229	1616,1	0,000	0,0	0,889	3130,1	0,118	271,3	0,041	289,6	0,000	0,0	0,159	560,9
	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 15"	0,837	1920,0	0,167	1175,4	0,000	0,0	1,004	3095,4	0,513	1176,9	0,102	720,5	0,000	0,0	0,615	1897,4



Планировочный район	Источники	Объем потребления тепловой энергии при расчетной температуре воздуха -23°С, средней температуре отопительного периода -2,2°С и продолжительности 194 суток															
		Спрос тепловой энергии, определенный на основании договорных нагрузок								Спрос тепловой энергии, определенный по фактически используемой нагрузке (мощности)							
		Отопление + вентиляция		ГВС <sub>ср.ч</sub>		Технология (пар)		Итого: Σ		Отопление + вентиляция		ГВС <sub>ср.ч</sub>		Технология (пар)		Итого: Σ	
		Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал
	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 17"	0,600	1376,4	0,179	1263,5	0,000	0,0	0,779	2639,9	0,350	802,2	0,104	736,5	0,000	0,0	0,454	1538,7
	ООО "СБМ"																
	Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	0,813	1865,0	0,293	2065,7	0,000	0,0	1,106	3930,7	1,232	2826,4	0,444	3130,6	0,000	0,0	1,676	5957,0
Итого по Центральному округу		543,313	1246322,9	89,942	634283,5	0,415	2483,8	633,670	1883090,2	374,942	860090,4	45,694	322242,5	0,839	6109,3	421,474	1188442,2
Сеймский округ	филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»																
	Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	370,770	850520,7	33,232	234355,2	55,279	257377,1	459,280	1342253,0	231,411	530840,4	20,560	144991,1	3,524	16408,9	255,495	692240,4
	Котельная "ЛОК УВД" урочище "Солянка"	0,357	819,7	0,070	494,0	0,000	0,0	0,427	1313,8	0,329	755,1	0,077	541,7	0,000	0,0	0,406	1296,8
	МУП "Гортеплосеть"																
	Котельная "Моква", д. 1-я Моква	0,922	2115,0	0,240	1690,8	0,000	0,0	1,162	3805,8	0,599	1373,1	0,055	384,4	0,000	0,0	0,653	1757,5
	Котельная "ул. Литовская, 95"	3,977	9122,5	0,027	191,9	0,000	0,0	4,004	9314,3	1,614	3703,0	0,037	262,9	0,000	0,0	1,652	3965,9
	Котельная д/сада №7, пр-т Ленинского Комсомола, 66	0,302	693,2	0,088	621,7	0,000	0,0	0,390	1314,9	0,122	279,0	0,042	296,0	0,000	0,0	0,164	575,0
	ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"																
	Котельная "Конноспортивная СОШ"	0,555	1273,1	0,082	575,9	0,000	0,0	0,637	1849,1	0,446	1023,1	0,065	457,2	0,000	0,0	0,511	1480,4
	АО "ККХП"																
	Котельная АО "ККХП"	6,500	14910,6	2,880	20310,2	2,030	17782,8	11,410	53003,6	1,570	3602,0	0,199	1401,0	0,684	5988,0	2,452	10991,0
Итого по Сеймскому округу		383,383	879454,9	36,619	258239,7	57,309	275159,9	477,310	1412854,5	236,091	541575,7	21,034	148334,3	4,208	22396,9	261,332	712306,9
Железнодорожный округ	МУП "Гортеплосеть"																
	Котельная "113 кв.", ул. ВЧК	20,568	47180,8	2,058	14512,9	0,000	0,0	22,626	61693,7	15,638	35872,2	0,996	7023,8	0,000	0,0	16,634	42896,0
	Котельная интерната №4, ул. Ильича, 31А	0,366	839,4	0,086	605,3	0,000	0,0	0,452	1444,7	0,412	946,0	0,013	88,7	0,000	0,0	0,425	1034,7
	Котельная школы №12, ул. Полевая, 17	0,310	711,1	0,000	0,0	0,000	0,0	0,310	711,1	0,252	577,2	0,000	0,0	0,000	0,0	0,252	577,2
	ООО "Теплогенерирующая компания"																
	Котельная ООО "ТГК"	69,297	158961,7	8,987	63379,9	0,000	0,0	78,284	222341,6	54,128	124166,7	4,961	34987,8	0,000	0,0	59,090	159154,5
	ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"																
	Котельная "СОШ №11"	0,239	548,2	0,008	58,8	0,000	0,0	0,247	607,0	0,119	274,1	0,004	29,4	0,000	0,0	0,124	303,5
	Котельная "СОШ №16"	0,208	477,1	0,000	0,0	0,000	0,0	0,208	477,1	0,200	459,4	0,000	0,0	0,000	0,0	0,200	459,4
	Котельная "СОШ №37"	0,187	429,0	0,011	80,8	0,000	0,0	0,198	509,8	0,166	381,1	0,010	71,8	0,000	0,0	0,176	452,9
Итого по Железнодорожному округу		91,174	209147,4	11,151	78637,7	0,000	0,0	102,325	287785,0	70,916	162676,7	5,984	42201,4	0,000	0,0	76,900	204878,1
Всего по городскому округу Курск		1017,870	2334925,1	137,711	971160,9	57,724	277643,7	1213,306	3583729,7	681,948	1564342,8	72,712	512778,2	5,046	28506,2	759,707	2105627,3

\* - Котельная не функционировала в 2021 г.

\*\* - Котельная в 2021 г. функционировала с октября по декабрь

### **1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии**

Значения расчетных тепловых нагрузок, на коллекторах источников тепловой энергии, за 2021 год, определенные на основании договорных нагрузок и по фактически используемой мощности, представлены в таблице 1.53.

**Таблица 1.53 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2021 год**

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность	Потери в ТС	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла за 2021 год									
				Значения, определенные на основании договорных нагрузок					Значения, определенные по фактически используемой мощности				
				Отопление + вентиля- ция	ГВС <sub>ср.ч</sub>	Технология	Потери в ТС	Итого: Σ	Отопление + вентиля- ция	ГВС <sub>ср.ч</sub>	Технология	Потери в ТС	Итого: Σ
				Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»													
1	Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	904,000	30,72%	370,770	33,232	55,279	203,682	662,962	231,411	20,560	3,524	113,307	368,802
2	Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	395,000	9,70%	194,598	16,972	0,000	22,716	234,285	126,813	8,273	0,000	14,504	149,591
3	Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	707,600	28,20%	275,764	51,500	0,000	128,534	455,798	193,583	28,731	0,000	87,314	309,628
4	Котельная "ул. Ломоносова, 44"	0,585	6,21%	0,303	0,102	0,000	0,027	0,432	0,309	0,110	0,000	0,028	0,446
5	Котельная "ЛОК УВД" Урочище "Солянка"	2,580	5,00%	0,357	0,070	0,000	0,022	0,450	0,329	0,077	0,000	0,021	0,427
Итого		2009,765	26,22%	841,792	101,876	55,279	354,981	1353,928	552,445	57,750	3,524	215,174	828,894
МУП "Гортеплосеть"													
6	Котельная "Косиново" п. Косиново	11,019	17,16%	3,032	0,114	0,282	0,710	4,137	2,697	0,087	0,302	0,639	3,725
7	Котельная "ул. Пирогова, 14"	2,445	0,12%	0,000	0,000	0,048	0,000	0,048	0,000	0,000	0,011	0,000	0,011
8	Котельная "ул. Скорятин, 29"	0,790	16,18%	0,342	0,019	0,000	0,070	0,430	0,211	0,027	0,000	0,046	0,283
9	Котельная "Южный пер., 16"	1,505	22,12%	0,407	0,000	0,000	0,116	0,523	0,270	0,000	0,000	0,077	0,347
10	Котельная "Профилакторий "Моква" ул. Парк Солянка, 22	4,340	29,41%	0,922	0,240	0,000	0,484	1,646	0,599	0,055	0,000	0,272	0,925

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность	Потери в ТС	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла за 2021 год									
				Значения, определенные на основании договорных нагрузок					Значения, определенные по фактически используемой мощности				
				Отопление + вентиля- ция	ГВС <sub>ср.ч</sub>	Технология	Потери в ТС	Итого: Σ	Отопление + вентиля- ция	ГВС <sub>ср.ч</sub>	Технология	Потери в ТС	Итого: Σ
				Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
11	Котельная "Поли- клиника №5" ул. В. Казацкая, 152	0,120	9,35%	0,106	0,013	0,000	0,012	0,132	0,112	0,002	0,000	0,012	0,126
12	Котельная "Шко- ла №9" ул. В. Ка- зацкая, 196	0,232	3,76%	0,200	0,000	0,000	0,008	0,208	0,119	0,000	0,000	0,005	0,124
13	Котельная "Шко- ла №12" ул. Поле- вая, 17	0,232	5,81%	0,310	0,000	0,000	0,019	0,329	0,252	0,000	0,000	0,016	0,267
14	Котельная "ул. Литовская, 95/6"	6,200	26,19%	3,977	0,027	0,000	1,421	5,425	1,614	0,037	0,000	0,586	2,237
15	Котельная "Ин- тернат №4" ул. Ильича, 31А	0,720	1,56%	0,366	0,086	0,000	0,007	0,459	0,412	0,013	0,000	0,007	0,432
16	Котельная "ПЛК 66" пр. Ленинско- го комсомола, 66	0,511	8,98%	0,302	0,088	0,000	0,039	0,429	0,122	0,042	0,000	0,016	0,180
17	Котельная "113 кв." ул. Бутко	38,000	23,48%	20,568	2,058	0,000	6,944	29,569	15,638	0,996	0,000	5,105	21,739
18	Котельная "ул. Понизовка, 52"	3,440	44,92%	0,779	0,000	0,000	0,635	1,414	0,515	0,000	0,000	0,420	0,935
<b>Итого</b>		<b>69,554</b>	<b>23,38%</b>	<b>31,310</b>	<b>2,645</b>	<b>0,329</b>	<b>10,463</b>	<b>44,747</b>	<b>22,561</b>	<b>1,258</b>	<b>0,313</b>	<b>7,200</b>	<b>31,331</b>
<b>АО "ТЭСК"</b>													
19	ТЭЦ АО "ТЭСК"	99,700	4,56%	52,217	18,207	0,086	3,370	73,880	41,598	6,861	0,526	2,316	51,302
<b>ООО "ТГК"</b>													
20	Котельная ООО "ТГК"	323,300	31,14%	69,297	8,987	0,000	35,405	113,689	54,128	4,961	0,000	26,724	85,814
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>													
21	Котельная ГО и ЧС	0,860	26,58%	0,112	0,037	0,000	0,054	0,203	0,114	0,038	0,000	0,055	0,206
22	Котельная ОГУЗ "ОДКИБ"	3,230	4,58%	1,447	0,446	0,000	0,091	1,983	0,685	0,211	0,000	0,043	0,939

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность	Потери в ТС	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла за 2021 год									
				Значения, определенные на основании договорных нагрузок					Значения, определенные по фактически используемой мощности				
				Отопление + вентиля- ция	ГВС <sub>ср.ч</sub>	Технология	Потери в ТС	Итого: Σ	Отопление + вентиля- ция	ГВС <sub>ср.ч</sub>	Технология	Потери в ТС	Итого: Σ
				Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
23	Котельная "СОШ №11"	0,259	44,32%	0,239	0,008	0,000	0,197	0,444	0,119	0,004	0,000	0,098	0,222
24	Котельная "СОШ №16"	0,276	3,00%	0,208	0,000	0,000	0,006	0,214	0,200	0,000	0,000	0,006	0,206
25	Котельная "СОШ №37"	0,259	8,16%	0,187	0,011	0,000	0,018	0,216	0,166	0,010	0,000	0,016	0,192
26	Котельная Спорт-комплекса	0,860	3,14%	0,273	0,058	0,000	0,011	0,342	0,252	0,053	0,000	0,010	0,315
27	Котельная "Школа-интернат №3"	1,293	12,32%	0,452	0,019	0,000	0,066	0,538	0,626	0,027	0,000	0,092	0,745
28	Котельная УГИБДД	3,230	4,74%	2,230	0,154	0,000	0,119	2,502	0,514	0,035	0,000	0,027	0,577
29	Котельная "Конноспортивная СОШ"	1,290	7,63%	0,555	0,082	0,000	0,053	0,689	0,446	0,065	0,000	0,042	0,553
30	Котельная ОК-ПТД	0,955	5,78%	0,175	0,034	0,000	0,013	0,222	0,034	0,007	0,000	0,003	0,043
<b>Итого</b>		<b>12,512</b>	<b>1,203</b>	<b>5,878</b>	<b>0,850</b>	<b>0,000</b>	<b>0,627</b>	<b>7,354</b>	<b>3,157</b>	<b>0,450</b>	<b>0,000</b>	<b>0,392</b>	<b>3,999</b>
<b>ООО "Агропроект"</b>													
31	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 23"	2,470	0,00%	1,000	0,125	0,000	0,000	1,125	1,378	0,172	0,000	0,000	1,550
32	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 27"	2,000	2,94%	1,370	0,221	0,000	0,048	1,639	0,829	0,134	0,000	0,029	0,992
33	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 29"	1,900	2,57%	1,300	0,250	0,000	0,041	1,591	0,655	0,126	0,000	0,021	0,801
34	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 35"	2,460	2,04%	1,700	0,375	0,000	0,043	2,118	1,125	0,248	0,000	0,029	1,402
35	Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	2,000	5,64%	1,300	0,292	0,000	0,095	1,687	1,011	0,227	0,000	0,074	1,312
36	Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	0,820	0,00%	0,600	0,092	0,000	0,000	0,692	0,510	0,078	0,000	0,000	0,587

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность	Потери в ТС	Расчетные значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепла за 2021 год									
				Значения, определенные на основании договорных нагрузок					Значения, определенные по фактически используемой мощности				
				Отопление + вентиля- ция	ГВС <sub>ср.ч</sub>	Технология	Потери в ТС	Итого: Σ	Отопление + вентиля- ция	ГВС <sub>ср.ч</sub>	Технология	Потери в ТС	Итого: Σ
				Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
37	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 11"*	2,700	0,00%	1,510	0,338	0,000	0,000	1,848	-	-	0,000	0,000	0,000
38	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 13"***	1,560	10,61%	0,660	0,229	0,000	0,106	0,995	0,118	0,041	0,000	0,019	0,178
39	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 15"	1,560	0,00%	0,837	0,167	0,000	0,000	1,004	0,513	0,102	0,000	0,000	0,615
40	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 17"	1,240	1,07%	0,600	0,179	0,000	0,008	0,788	0,350	0,104	0,000	0,005	0,459
<b>Итого</b>		<b>18,710</b>	<b>0,249</b>	<b>10,877</b>	<b>2,267</b>	<b>0,000</b>	<b>0,341</b>	<b>13,485</b>	<b>6,489</b>	<b>1,232</b>	<b>0,000</b>	<b>0,176</b>	<b>7,897</b>
<b>АО "ККХП"</b>													
41	Котельная АО "ККХП"	14,080	0,61%	6,500	2,880	2,030	0,070	11,480	1,570	0,199	0,684	0,015	2,468
<b>ООО "СБМ"</b>													
42	Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	1,660	10,06%	0,813	0,293	0,000	0,124	1,230	1,232	0,444	0,000	0,188	1,864

\* - Котельная не функционировала в 2021 г.

\*\* - Котельная в 2021 г. функционировала с октября по декабрь

### **1.5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

В настоящее время в России большую популярность получает индивидуальное отопление. По сути своей это системы отопления, осуществляющие обогрев в отдельно взятом помещении (частном доме или квартире).

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в городских районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам. Также преимуществом подобных систем является большая гибкость настройки и малая инертность. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит в среднем от получаса до часа времени, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

В то же время автономные системы теплоснабжения имеют ряд неустраняемых недостатков, к которым можно отнести:

- серьезное снижение надежности теплоснабжения;
- эксплуатация источников теплоснабжения персоналом не высокой квалификации, а иногда и жильцами (поквартирное отопление);
- не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- повышенные уровни шума от основного и вспомогательного оборудования;
- зависимость от снабжения энергоресурсами: природным газом, электрической энергией и водой;
- отсутствие всякого рода резервирования энергетических ресурсов, любое отключение от систем водо-, электро- и газоснабжения приводит к аварийным ситуациям.

Серьезная проблема для поквартирного отопления – это вентиляция и дымоудаление. При установке в существующих многоквартирных домах котлов с закрытой камерой сгорания, возможно задувание продуктов сгорания в соседние квартиры. Существующие системы вентиляции не соответствуют нормативам по установке индивидуальных котлов.

Таким образом, установка поквартирного отопления возможна зачастую во вновь строящихся многоквартирных домах с предусмотренной проектом системой поквартирного отопления. Система индивидуального отопления может применяться только на отдельно стоящих зданиях и сооружениях.

Переоборудование существующих объектов, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, без значительных расходов на реализацию мероприятий по увеличению пропускной способности газотранспортной сети, реконструкции существующих систем вентиляции (в том числе систем удаления уходящих дымовых газов), без участия специализированных проектных, строительного-монтажных организаций, а также без согласования проектных решений, как со

стороны собственников жилых и нежилых помещений, так и организаций, выполнивших проект на указанный МКД, не допускается.

В настоящее время установка квартирных источников тепла запрещена в соответствии со статьей 14 пункта 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении".

Согласно закону Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении" запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

В зоне действия Курской ТЭЦ-1 поквартирное теплоснабжение (отопление и горячее водоснабжения) применяется в четырех многоквартирных 4-10-этажных домах. Их суммарная максимально-часовая тепловая нагрузка составляет 2,2 Гкал/ч, в том числе на нужды отопления – 1,7 Гкал/ч, горячего водоснабжения – 0,5 Гкал/ч.

В зоне действия Курской ТЭЦ-4 поквартирное теплоснабжение (отопление и горячее водоснабжения) применяется в пяти многоквартирных 4-10-этажных домах. Их суммарная максимально-часовая тепловая нагрузка составляет 1,0 Гкал/ч, в том числе на нужды отопления – 0,8 Гкал/ч, горячего водоснабжения – 0,2 Гкал/ч.

В зоне действия Курской ПП «ТЭЦ СЗР» поквартирное теплоснабжение (отопление и горячее водоснабжения) применяется в 19 многоквартирных 4-10-этажных домах. Их суммарная максимально-часовая тепловая нагрузка составляет 7,4 Гкал/ч, в том числе на нужды отопления – 5,7 Гкал/ч, горячего водоснабжения – 1,7 Гкал/ч.

В зоне действия котельной ООО «ТГК» поквартирное теплоснабжение (отопление и горячее водоснабжения) применяется в двух многоквартирных 4-10-этажных домах. Их суммарная максимально-часовая тепловая нагрузка составляет 0,8 Гкал/ч, в том числе на нужды отопления – 0,6 Гкал/ч, горячего водоснабжения – 0,2 Гкал/ч.

В зоне действия котельной «113 кв.» поквартирное теплоснабжение (отопление и горячее водоснабжения) применяется в трех многоквартирных 4-10-этажных домах. Их суммарная максимально-часовая тепловая нагрузка составляет 1,2 Гкал/ч, в том числе на нужды отопления – 0,9 Гкал/ч, горячего водоснабжения – 0,3 Гкал/ч.

#### **1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Объем годового потребления тепловой энергии в городском округе Курск в расчетных элементах территориального деления за 2021 год, представлен в таблице 1.54.

**Таблица 1.54 - Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом**

Территориальная единица	Потребление тепловой энергии, Гкал		
	отопительный период	неотопительный период	Всего за год
Центральный округ	1072842,4	115599,8	1188442,2
Сеймский округ	639509,5	72797,5	712306,9
Железнодорожный округ	190539,1	14339,1	204878,1
<b>Всего по городскому округу Курск</b>	<b>1902890,9</b>	<b>202736,3</b>	<b>2105627,3</b>



### 1.5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Согласно постановлению Губернатора Курской области от 27.03.2012 года №158-пг и приказа комитета жилищно-коммунального хозяйства и ТЭК Курской области от 29.12.2016 №172 (в ред. приказов комитета жилищно-коммунального хозяйства и ТЭК Курской области от 09.01.2017 №5, от 16.05.2017 №59, от 20.07.2017 №88) утверждены нормативы потребления тепловой энергии для населения, при отсутствии коллективных (общедомовых) и индивидуальных приборов учета. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях (Гкал на 1 кв. м общей площади всех жилых и нежилых помещений в многоквартирном доме или жилого дома в месяц), представлены в таблице 1.55.

**Таблица 1.55** - Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях

№ п/п	Этажность	Нормативы для многоквартирных и жилых домов со стенами из камня, кирпича, No	Нормативы для многоквартирных и жилых домов со стенами из панелей, блоков, No	Нормативы для многоквартирных и жилых домов со стенами из дерева, смешанных и других материалов, No
1. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно				
1	1	0,02636	0,0264	0,02607
2	2	0,02184	0,02185	0,02182
3	3-4	0,02629	0,0263	0,02629
4	5	0,02728	0,0273	0,02728
5	6	0,02728	0,0273	0,02728
6	7-9	0,02728	0,0273	0,02728
7	10-12	0,02568	0,0257	0,02568
8	13	0,0225	0,0225	0,0225
9	14	0,029	0,029	0,029
10	15	0,0293	0,0293	0,0293
11	16 и более	0,0295	0,0295	0,0295
2. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки				
1	1	0,01596	0,01596	0,01592
2	2	0,01489	0,0149	0,01489
3	3	0,01408	0,0141	0,01408
4	4-5	0,01268	0,0127	0,01268
5	6-7	0,0183	0,0183	0,0183
6	8	0,0185	0,0185	0,0185
7	9	0,01838	0,0184	0,01838
8	10	0,01616	0,0162	0,01616
9	11	0,0198	0,0198	0,0198
10	12 и более	0,0194	0,0194	0,0194

Согласно постановлению Губернатора Курской области от 27.03.2012 года №158-пг и приказа комитета жилищно-коммунального хозяйства и ТЭК Курской области от 06.09.2016 года №102 с 01.07.2017 года утверждены нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению. Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев одного кубического метра холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, представлены в таблице 1.56.

**Таблица 1.56** - Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению

№ п/п	Конструктивные особенности дома	Единица измерения	Норматив расхода тепловой энергии	
			Открытая система горячего водоснабжения	Закрытая система горячего водоснабжения
Без наружной сети горячего водоснабжения				
1	С изолированными стояками			
	С полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,05897	0,05897
	Без полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,05406	0,05406
2	С неизолированными стояками			
	С полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,06389	0,06389
	Без полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,05897	0,05897
С наружной сетью горячего водоснабжения				
1	С изолированными стояками			
	С полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,06143	0,06143
	Без полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,05652	0,05652
2	С неизолированными стояками			
	С полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,06634	0,06634
	Без полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,06143	0,06143

На основании Предписания Государственной жилищной инспекции Курской области от 15.12.2017 №4776 и в соответствии с постановлением Губернатора Курской области от 27.03.2012 №158-пг «Об уполномоченном органе по утверждению нормативов потребления коммунальных услуг» утверждены и введены в действие с 01.05.2018 на территории Курской области нормативы потребления коммунальной услуги по холодному водоснабжению и горячему водоснабжению в жилых помещениях, отведению сточных вод в жилых помещениях, определенные с помощью аналогового метода.

**Таблица 1.57** - Нормативы потребления коммунальной услуги по холодному водоснабжению и горячему водоснабжению в жилых помещениях, отведению сточных вод в жилых помещениях, определенные с помощью аналогового метода, м<sup>3</sup>/чел.

определяемые с помощью аналогового метода, м³/сут.					
№ п/п	Степень благоустройства	Этажность	Холодная вода	Горячая вода	Отведение сточных
			N <sub>x</sub>	N <sub>г</sub>	N <sub>к</sub>
1	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками				
1.1	ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	от 1 до 5	6,99	3,16	10,15
		от 6 до 9			
		от 10 до 16			
		более 16			
1.2	ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	от 1 до 5	6,87	3,08	9,95
		от 6 до 9			
		от 10 до 16			
		более 16			
1.3	ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	от 1 до 5	6,82	2,76	9,58
		от 6 до 9			
		от 10 до 16			
		более 16			
2	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением или местной канализацией, оборудованные унитазами, раковинами, мойками				
2.1	ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	от 1 до 5	9,0		9,0/0
		от 6 до 9			
		от 10 до 16			
		более 16			

№ п/п	Степень благоустройства	Этажность	Холодная вода	Горячая вода	Отведение сточных
			N <sub>x</sub>	N <sub>r</sub>	N <sub>k</sub>
2.2	ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	от 1 до 5	8,86		8,86/0
		от 6 до 9			
		от 10 до 16			
		более 16			
2.3	ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	от 1 до 5	8,79		8,79/0
		от 6 до 9			
		от 10 до 16			
		более 16			
2.4	ваннами без душа	от 1 до 5	8,66		8,66/0
		от 6 до 9			
		от 10 до 16			
		более 16			
2.5	душем (душевой кабиной)	от 1 до 5	9,18		9,18/0
		от 6 до 9			
		от 10 до 16			
		более 16			

### 1.5.6 Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения, представлены в таблице 1.58.

**Таблица 1.58 - Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения**

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Адрес	Эксплуатирующая организация	Договорная нагрузка, Гкал/ч					
				Отопление	Вентиляция	ГВС <sub>max</sub>	Потери внутренних систем абонентов	Технология (пар)	Σ
1	ПП «Курская ТЭЦ-1»	г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, 20	ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	351,651	18,446	79,756	0,673	55,279	505,804
2	ПП «Курская ТЭЦ-4»	г. Курск, ул. Н. Набережная, 9	ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	165,588	28,670	40,733	0,340	0,000	235,331
3	ПП «Курская ПП «ТЭЦ СЗР»	г. Курск, ул. 2-я Орловская, 59	ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	257,245	18,147	123,600	0,372	0,000	399,364
4	ТЭЦ АО «ТЭСК»	г. Курск, ул. Домостроителей, 8	АО «ТЭСК»	49,637	2,579	43,697	0,000	0,086	96,000
5	Котельная "ул. Ломоносова, 44"	г. Курск, ул. Ломоносова, 44	ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	0,303	0,000	0,245	0,000	0,000	0,548
6	Котельная "ЛОК УВД" Урочище "Солянка"	г. Курск, ул. Парк Солянка	ПАО «Квадра» - «Курская генерация»	0,320	0,000	0,168	0,038	0,000	0,525
7	Котельная детской поликлиники №5	г. Курск, ул. В. Казацкая, 152	МУП "Гортеплосеть"	0,106	0,000	0,032	0,000	0,000	0,138
8	Котельная "ул. Пирогова, 14"	г. Курск, ул. Пирогова, 14	МУП "Гортеплосеть"	0,000	0,000	0,000	0,000	0,048	0,048
9	Котельная "Южный пер., 16"	г. Курск, Южный пер., 16	МУП "Гортеплосеть"	0,405	0,000	0,000	0,002	0,000	0,407
10	Котельная "ул. Литовская, 95"	г. Курск, ул. Литовская, 95	МУП "Гортеплосеть"	3,958	0,017	0,065	0,001	0,000	4,042
11	Котельная "Косиново"	г. Курск, пос. Косиново	МУП "Гортеплосеть"	3,032	0,000	0,273	0,000	0,282	3,586
12	Котельная "Моква"	Курский р-н, д. 1-я Моква	МУП "Гортеплосеть"	0,922	0,000	0,575	0,000	0,000	1,497
13	Котельная "ул. Скорятина, 29"	г. Курск, ул. Скорятина, 29	МУП "Гортеплосеть"	0,341	0,000	0,045	0,000	0,000	0,387

№ п/п	Наименование источника теплоснабже- ния	Адрес	Эксплуатирующая организация	Договорная нагрузка, Гкал/ч					
				Отопле- ние	Вентиля- ция	ГВС <sub>max</sub>	Потери внутрен- них систем абонентов	Техноло- гия (пар)	Σ
14	Котельная "ул. Ильича, 31А"	г. Курск, ул. Ильича, 31А	МУП "Гортепло- сеть"	0,348	0,000	0,206	0,018	0,000	0,572
15	Котельная школы №9	г. Курск, ул. В. Казачья, 196	МУП "Гортепло- сеть"	0,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,200
16	Котельная школы №12	г. Курск, ул. Полевая, 17	МУП "Гортепло- сеть"	0,310	0,000	0,000	0,000	0,000	0,310
17	Котельная д/сада №7	г. Курск, пр-т Ленинского Комсомола, 66	МУП "Гортепло- сеть"	0,177	0,125	0,212	0,000	0,000	0,514
18	Котельная 113 кв.	г. Курск, ул. ВЧК	МУП "Гортепло- сеть"	20,474	0,000	4,939	0,093	0,000	25,507
19	Котельная "ул. Понизовка, 52"	г. Курск, ул. Понизовка, 52	МУП "Гортепло- сеть"	0,779	0,000	0,000	0,000	0,000	0,779
20	Котельная ООО "ТГК"	г. Курск, ул. 2-я Агрегатная	ООО "ТГК"	67,780	1,028	21,563	0,341	0,000	90,712
21	Котельная ГО и ЧС	г. Курск, ул. Тускарная, 33	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	0,112	0,000	0,089	0,000	0,000	0,201
22	Котельная ОГУЗ "ОД-КИБ"	г. Курск, ул. Сумская	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	1,447	0,000	1,070	0,000	0,000	2,517
23	Котельная "СОШ №11"	г. Курск, ул. Антокольского, 1	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	0,239	0,000	0,020	0,000	0,000	0,259
24	Котельная "СОШ №16"	г. Курск, ул. 2-ая Стрелецкая, 46	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	0,208	0,000	0,000	0,000	0,000	0,208
25	Котельная "СОШ №37"	г. Курск, ул. Каширцева, 54	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	0,187	0,000	0,028	0,000	0,000	0,215
26	Котельная Спорткомплек-са	г. Курск, ул. Веспремская, 9	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	0,273	0,000	0,139	0,000	0,000	0,412
27	Котельная "Школа-интернат №3"	г. Курск, ул. Смородиновая	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	0,452	0,000	0,046	0,000	0,000	0,499
28	Котельная УГИБДД	г. Курск, ул. К. Маркса, 101	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	2,230	0,000	0,369	0,000	0,000	2,599
29	Котельная "Конноспор- тивная СОШ"	г. Курск, ул. Магистральная, 42а	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	0,555	0,000	0,196	0,000	0,000	0,751
30	Котельная ОКПТД	г. Курск, ул. Пушкарная, 2	ГУПКО "Курскобл- жилкомхоз"	0,175	0,000	0,082	0,000	0,000	0,257
31	Котельная "пр-т Н. Плевац- кой, 23"	г. Курск, пр-т Н. Плевацкой, 23	ООО "Агропроект"	1,000	0,000	0,300	0,000	0,000	1,300
32	Котельная "пр-т Н. Плевац- кой, 27"	г. Курск, пр-т Н. Плевацкой, 27	ООО "Агропроект"	1,370	0,000	0,530	0,000	0,000	1,900
33	Котельная "пр-т Н. Плевац- кой, 29"	г. Курск, пр-т Н. Плевацкой, 29	ООО "Агропроект"	1,300	0,000	0,600	0,000	0,000	1,900
34	Котельная "пр-т Н. Плевац- кой, 35"	г. Курск, пр-т Н. Плевацкой, 35	ООО "Агропроект"	1,700	0,000	0,900	0,000	0,000	2,600
35	Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	г. Курск, ул. Рябиновая, 26А	ООО "Агропроект"	1,300	0,000	0,700	0,000	0,000	2,000
36	Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	г. Курск, ул. Рябиновая, 26В	ООО "Агропроект"	0,600	0,000	0,220	0,000	0,000	0,820
37	Котельная "пр-т Н. Плевац- кой, 11"	г. Курск, пр-т Н. Плевацкой, 11	ООО "Агропроект"	1,510	0,000	0,810	0,000	0,000	2,320
38	Котельная "пр-т Н. Плевац- кой, 13"	г. Курск, пр-т Н. Плевацкой, 13	ООО "Агропроект"	0,660	0,000	0,550	0,000	0,000	1,210
39	Котельная "пр-т Н. Плевац- кой, 15"	г. Курск, пр-т Н. Плевацкой, 15	ООО "Агропроект"	0,837	0,000	0,400	0,000	0,000	1,237
40	Котельная "пр-т Н. Плевац- кой, 17"	г. Курск, пр-т Н. Плевацкой, 17	ООО "Агропроект"	0,600	0,000	0,430	0,000	0,000	1,030

№ п/п	Наименование источника теплоснабже- ния	Адрес	Эксплуатирующая организация	Договорная нагрузка, Гкал/ч					
				Отопле- ние	Вентиля- ция	ГВС <sub>max</sub>	Потери внутрен- них систем абонентов	Техноло- гия (пар)	Σ
41	Котельная АО "ККХП"	г. Курск, Маги- стральный пр., 22Г	АО "ККХП"	6,500	0,000	2,880	0,000	2,030	11,410
42	Котельная «Пр- т Дружбы, 19Г»	г. Курск, пр-т Дружбы, 19Г	ООО «СБМ»	0,813	0,000	0,703	0,000	0,000	1,516
<b>ИТОГО</b>				<b>947,645</b>	<b>69,013</b>	<b>327,171</b>	<b>1,879</b>	<b>57,724</b>	<b>1403,43</b>

### **1.5.7 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Договорные тепловые нагрузки соответствуют расчетным нагрузкам.

### **1.5.8 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной схемы теплоснабжения изменение тепловой нагрузки источников тепла не зафиксировано.

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

### **1.6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

- 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;
- располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина равная установленной мощности источника за вычетом объема мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе;
- мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Для оценки текущего состояния развития источников тепловой энергии, городского округа Курск и проверки достаточности установленной мощности для покрытия тепловых нагрузок, проведен расчет баланса тепловых нагрузок и мощности по каждому источнику теплоснабжения. На основе этих данных были сформированы балансы тепловой мощности по каждому источнику тепловой энергии. Тепловая нагрузка внешних потребителей в горячей воде для составления баланса тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии определена согласно п.6.1.3. «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» по формуле:

$$Q_{p,гв}^{вн} = \sum_{i=1}^I (Q_{o,p} + Q_{в,p} + Q_{гвс,p} + Q_{техн,p})_i$$

где  $I$  – количество теплоиспользующих установок отдельно стоящих потребителей, присоединенных к тепловым сетям;

$Q_{o,p,i}$  – тепловая нагрузка отопления (тепловая мощность теплоиспользующих установок отопления)  $i$ -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{в,p,i}$  – тепловая нагрузка вентиляции (тепловая мощность теплоиспользующих установок вентиляции)  $i$ -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{гвс,p,i}$  – тепловая нагрузка горячего водоснабжения (тепловая мощность теплоиспользующих установок горячего водоснабжения)  $i$ -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{техн,p,i}$  – тепловая нагрузка на технологические нужды (тепловая мощность технологических теплоиспользующих установок в горячей воде)  $i$ -ого внешнего потребителя, Гкал/ч.

Балансы установленной мощности источников централизованного теплоснабжения городского округа Курск, для договорных и фактически используемых тепловых нагрузок сведены в таблицы 1.59-1.60 соответственно.

**Таблица 1.59 - Баланс тепловой мощности и договорной тепловой нагрузки источников централизованного теплоснабжения**

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепло- вой мощности ко- тельной		Расход тепла на соб- ственные и хоз. нуж- ды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка (до- говорная)
				Гкал/ч	%	Гкал/ч	%		Гкал/ч	%	Гкал/ч
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»											
1	Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленин- ского комсомола, д.20	904,000	724,500	179,500	19,86%	57,440	7,93%	667,060	203,682	30,72%	459,280
2	Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	395,000	244,900	150,100	38,00%	8,100	3,31%	236,800	22,716	9,70%	211,570
3	Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орлов- ская, д.59	707,600	504,500	203,100	28,70%	39,500	7,83%	465,000	128,534	28,20%	327,264
4	Котельная "ул. Ломоно- сова, 44"	0,585	0,452	0,133	22,74%	0,017	3,76%	0,435	0,027	6,21%	0,405
5	Котельная "ЛОК УВД" Урочище "Солянка"	2,580	0,853	1,727	66,94%	0,020	2,34%	0,833	0,022	5,00%	0,427
Итого:		2009,765	1475,205	534,560	26,60%	105,077	7,12%	1370,128	354,981	26,22%	998,947
МУП "Гортеплосеть"											
6	Котельная "Косиново" п. Косиново	11,019	9,85	1,169	10,61%	0,110	1,12%	9,740	0,710	17,16%	3,427
7	Котельная "ул. Пирого- ва, 14"	2,445	2,008	0,437	17,87%	0,017	0,85%	1,991	0,000	0,12%	0,048
8	Котельная "ул. Скоряти- на, 29"	0,79	0,719	0,071	8,99%	0,020	2,78%	0,699	0,070	16,18%	0,360
9	Котельная "Южный пер., 16"	1,505	1,22	0,285	18,94%	0,006	0,49%	1,214	0,116	22,12%	0,407
10	Котельная "Профилак- торий "Моква" ул. Парк Солянка, 22	4,34	2,154	2,186	50,37%	0,015	0,70%	2,139	0,484	29,41%	1,162
11	Котельная "Поликлини- ка №5" ул. В. Казацкая, 152	0,1204	0,12	0,000	0,33%	0,001	0,83%	0,119	0,012	9,35%	0,119
12	Котельная "Школа №9" ул. В. Казацкая, 196	0,232	0,232	0,000	0,00%	0,003	1,29%	0,229	0,008	3,76%	0,200

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепло- вой мощности ко- тельной		Расход тепла на соб- ственные и хоз. нуж- ды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка (до- говорная) Гкал/ч
				Гкал/ч	%	Гкал/ч	%		Гкал/ч	%	
13	Котельная "Школа №12" ул. Полевая, 17	0,232	0,215	0,017	7,33%	0,003	1,40%	0,212	0,019	5,81%	0,310
14	Котельная "ул. Литов- ская, 95/6"	6,2	6,062	0,138	2,23%	0,010	0,16%	6,052	1,421	26,19%	4,004
15	Котельная "Интернат №4" ул. Ильича, 31А	0,72	0,716	0,004	0,56%	0,005	0,70%	0,711	0,007	1,56%	0,452
16	Котельная "ПЛК 66" пр. Ленинского комсомола, 66	0,511	0,472	0,039	7,63%	0,000	0,08%	0,472	0,039	8,98%	0,390
17	Котельная "113 кв." ул. Бутко	38	31,88	6,120	16,11%	0,200	0,63%	31,680	6,944	23,48%	22,626
18	Котельная "ул. Понизов- ка, 52"	3,44	3,424	0,016	0,47%	0,010	0,29%	3,414	0,635	44,92%	0,779
<b>Итого:</b>		<b>69,5544</b>	<b>59,072</b>	<b>10,4824</b>	<b>15,07%</b>	<b>0,400</b>	<b>0,68%</b>	<b>58,672</b>	<b>10,463</b>	<b>23,38%</b>	<b>34,284</b>
<b>ООО "ТГК"</b>											
19	Котельная ООО "ТГК"	350,000	248,500	101,500	29,00%	0,52	0,21%	247,980	35,405	31,14%	78,284
<b>АО "ТЭСК"</b>											
20	ТЭЦ АО "ТЭСК"	99,736	99,736	0,000	0,00%	0,2	0,20%	99,536	3,367	4,56%	70,510
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>											
21	Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	0,860	0,786	0,074	8,60%	0,019	2,42%	0,767	0,054	26,58%	0,149
22	Котельная ОГУЗ "ОД- КИБ" ул. Сумская	3,225	1,976	1,249	38,73%	0,087	4,40%	1,889	0,091	4,58%	1,892
23	Котельная "СОШ №11" ул. Антокольского, 1	0,258	0,236	0,022	8,53%	0,011	4,66%	0,225	0,197	44,32%	0,247
24	Котельная "СОШ №16" ул. 2-ая Стрелецкая, 46	0,276	0,253	0,023	8,33%	0,011	4,35%	0,242	0,006	3,00%	0,208
25	Котельная "СОШ №37" ул. Каширцева, 54	0,258	0,240	0,018	6,98%	0,012	5,00%	0,228	0,018	8,16%	0,198
26	Котельная Спортком- плекса ул. Веспремская, 9	0,860	0,803	0,057	6,63%	0,006	0,75%	0,797	0,011	3,14%	0,331



№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепло- вой мощности ко- тельной		Расход тепла на соб- ственные и хоз. нуж- ды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка (до- говорная) Гкал/ч
				Гкал/ч	%	Гкал/ч	%		Гкал/ч	%	
27	Котельная "Школа-интернат №3" ул. Смо-родиновая	1,290	1,167	0,123	9,53%	0,100	8,57%	1,067	0,066	12,32%	0,472
28	Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	3,230	2,919	0,311	9,63%	0,019	0,65%	2,900	0,119	4,74%	2,384
29	Котельная "Конноспор-тивная СОШ" ул. Маги-стральная, 42а	1,290	1,267	0,023	1,78%	0,010	0,79%	1,257	0,053	7,63%	0,637
30	Котельная ОКПТД ул. Пушкарная, 2	0,955	0,942	0,013	1,36%	0,011	1,17%	0,931	0,013	5,78%	0,209
<b>Итого:</b>		<b>12,502</b>	<b>10,589</b>	<b>1,913</b>	<b>15,30%</b>	<b>0,286</b>	<b>2,70%</b>	<b>10,303</b>	<b>0,627</b>	<b>8,52%</b>	<b>6,727</b>
<b>ООО "Агропроект"</b>											
31	Котельная "пр-т Н. Пле-вицкой, 23"	2,470	2,435	0,035	1,42%	0,024	1,00%	2,411	0,000	0,00%	1,125
32	Котельная "пр-т Н. Пле-вицкой, 27"	2,000	1,972	0,028	1,40%	0,020	0,99%	1,952	0,048	2,94%	1,591
33	Котельная "пр-т Н. Пле-вицкой, 29"	1,900	1,873	0,027	1,42%	0,019	1,01%	1,854	0,041	2,57%	1,550
34	Котельная "пр-т Н. Пле-вицкой, 35"	2,470	2,423	0,047	1,90%	0,024	0,99%	2,399	0,043	2,04%	2,075
35	Котельная "ул. Рябино-вая, 26А"	2,000	1,962	0,038	1,90%	0,020	1,01%	1,942	0,095	5,64%	1,592
36	Котельная "ул. Рябино-вая, 26В"	0,820	0,808	0,012	1,46%	0,008	0,94%	0,800	0,000	0,00%	0,692
37	Котельная "пр-т Н. Пле-вицкой, 11"	2,700	2,674	0,026	0,96%	0,000	0,00%	2,674	0,000	0,00%	1,848
38	Котельная "пр-т Н. Пле-вицкой, 13"	1,560	1,545	0,015	0,96%	0,015	1,00%	1,530	0,106	10,61%	0,889
39	Котельная "пр-т Н. Пле-вицкой, 15"	1,560	1,545	0,015	0,96%	0,015	0,95%	1,530	0,000	0,00%	1,004
40	Котельная "пр-т Н. Пле-вицкой, 17"	1,240	1,228	0,012	0,97%	0,013	1,02%	1,215	0,008	1,07%	0,779
<b>Итого:</b>		<b>18,720</b>	<b>18,465</b>	<b>0,255</b>	<b>1,36%</b>	<b>0,157</b>	<b>0,85%</b>	<b>18,308</b>	<b>0,341</b>	<b>2,53%</b>	<b>13,144</b>
<b>АО "ККХП"</b>											

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепло- вой мощности ко- тельной		Расход тепла на соб- ственные и хоз. нуж- ды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка (до- говорная) Гкал/ч
				Гкал/ч	%	Гкал/ч	%		Гкал/ч	%	
41	Котельная АО "ККХП" Магистральный пр., 22Г	12,432	10,938	1,494	12,02%	0,034	0,31%	10,904	0,070	0,61%	11,41
<b>ООО "СБМ"</b>											
42	Котельная «Пр-т Друж- бы, 19Г»	1,668	1,613	0,055	3,30%	0,019	1,15%	1,594	0,124	10,06%	1,106
<b>Всего по источникам центра- лизованного теплоснабжения</b>		<b>2574,377</b>	<b>1924,118</b>	<b>650,259</b>	<b>25,26%</b>	<b>106,693</b>	<b>5,55%</b>	<b>1817,425</b>	<b>405,378</b>	<b>25,03%</b>	<b>1214,411</b>

**Таблица 1.60 - Баланс тепловой мощности и фактически используемой тепловой нагрузки источников централизованного теплоснабжения**

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепло- вой мощности ко- тельной		Расход тепла на соб- ственные и хоз. нуж- ды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка (до- говорная)
				Гкал/ч	%	Гкал/ч	%		Гкал/ч	%	Гкал/ч
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»											
1	Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленин- ского комсомола, д.20	904,000	724,500	179,500	19,86%	57,440	7,93%	667,060	113,307	30,72%	255,495
2	Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	395,000	244,900	150,100	38,00%	8,100	3,31%	236,800	14,504	9,70%	135,087
3	Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орлов- ская, д.59	707,600	504,500	203,100	28,70%	39,500	7,83%	465,000	87,314	28,20%	222,313
4	Котельная "ул. Ломоно- сова, 44"	0,585	0,452	0,133	22,74%	0,017	3,76%	0,435	0,028	6,21%	0,418
5	Котельная "ЛОК УВД" Урочище "Солянка"	2,580	0,853	1,727	66,94%	0,020	2,34%	0,833	0,021	5,00%	0,406
Итого:		2009,765	1475,205	534,560	26,60%	105,077	7,12%	1370,128	215,174	25,96%	613,719
МУП "Гортеплосеть"											
6	Котельная "Косиново" п. Косиново	11,019	9,85	1,169	10,61%	0,110	1,12%	9,740	0,639	17,16%	3,085

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепло- вой мощности ко- тельной		Расход тепла на соб- ственные и хоз. нуж- ды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка (до- говорная) Гкал/ч
				Гкал/ч	%	Гкал/ч	%		Гкал/ч	%	
7	Котельная "ул. Пирого- ва, 14"	2,445	2,008	0,437	17,87%	0,017	0,85%	1,991	0,000	0,12%	0,011
8	Котельная "ул. Скоряти- на, 29"	0,79	0,719	0,071	8,99%	0,020	2,78%	0,699	0,046	16,18%	0,238
9	Котельная "Южный пер., 16"	1,505	1,22	0,285	18,94%	0,006	0,49%	1,214	0,077	22,12%	0,270
10	Котельная "Профиллак- торий "Моква" ул. Парк Солянка, 22	4,34	2,154	2,186	50,37%	0,015	0,70%	2,139	0,272	29,41%	0,653
11	Котельная "Поликлини- ка №5" ул. В. Казацкая, 152	0,1204	0,12	0,000	0,33%	0,001	0,83%	0,119	0,012	9,35%	0,114
12	Котельная "Школа №9" ул. В. Казацкая, 196	0,232	0,232	0,000	0,00%	0,003	1,29%	0,229	0,005	3,76%	0,119
13	Котельная "Школа №12" ул. Полевая, 17	0,232	0,215	0,017	7,33%	0,003	1,40%	0,212	0,016	5,81%	0,252
14	Котельная "ул. Литов- ская, 95/6"	6,2	6,062	0,138	2,23%	0,010	0,16%	6,052	0,586	26,19%	1,652
15	Котельная "Интернат №4" ул. Ильича, 31А	0,72	0,716	0,004	0,56%	0,005	0,70%	0,711	0,007	1,56%	0,425
16	Котельная "ПЛК 66" пр. Ленинского комсомола, 66	0,511	0,472	0,039	7,63%	0,000	0,08%	0,472	0,016	8,98%	0,164
17	Котельная "113 кв." ул. Бутко	38,000	31,880	6,120	16,11%	0,200	0,63%	31,680	5,105	23,48%	16,634
18	Котельная "ул. Понизов- ка, 52"	3,440	3,424	0,016	0,47%	0,010	0,29%	3,414	0,420	44,92%	0,515
<b>Итого:</b>		<b>69,5544</b>	<b>59,072</b>	<b>10,4824</b>	<b>15,07%</b>	<b>0,400</b>	<b>0,68%</b>	<b>58,672</b>	<b>7,200</b>	<b>22,98%</b>	<b>24,132</b>
<b>ООО "ТГК"</b>											
19	Котельная ООО "ТГК"	350	323,3	26,700	7,63%	0,52	0,16%	322,780	26,724	31,14%	59,090
<b>АО "ТЭСК"</b>											
20	ТЭЦ АО "ТЭСК"	99,736	99,736	0,000	0,00%	0,2	0,20%	99,536	2,339	4,56%	48,985
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>											

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепло- вой мощности ко- тельной		Расход тепла на соб- ственные и хоз. нуж- ды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка (до- говорная)
				Гкал/ч	%	Гкал/ч	%		Гкал/ч	%	Гкал/ч
21	Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	0,860	0,786	0,074	8,60%	0,019	2,42%	0,767	0,151	26,58%	0,149
22	Котельная ОГУЗ "ОД- КИБ" ул. Сумская	3,225	1,976	1,249	38,73%	0,087	4,40%	1,889	0,896	4,58%	1,892
23	Котельная "СОШ №11" ул. Антокольского, 1	0,258	0,236	0,022	8,53%	0,011	4,66%	0,225	0,124	44,32%	0,247
24	Котельная "СОШ №16" ул. 2-ая Стрелецкая, 46	0,276	0,253	0,023	8,33%	0,011	4,35%	0,242	0,200	3,00%	0,208
25	Котельная "СОШ №37" ул. Каширцева, 54	0,258	0,240	0,018	6,98%	0,012	5,00%	0,228	0,176	8,16%	0,198
26	Котельная Спортком- плекса ул. Веспремская, 9	0,860	0,803	0,057	6,63%	0,006	0,75%	0,797	0,305	3,14%	0,331
27	Котельная "Школа- интернат №3" ул. Смо- родиновая	1,290	1,167	0,123	9,53%	0,100	8,57%	1,067	0,653	12,32%	0,472
28	Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	3,230	2,919	0,311	9,63%	0,019	0,65%	2,900	0,550	4,74%	2,384
29	Котельная "Конноспор- тивная СОШ" ул. Маги- стральная, 42а	1,290	1,267	0,023	1,78%	0,010	0,79%	1,257	0,511	7,63%	0,637
30	Котельная ОКПТД ул. Пушкарная, 2	0,955	0,942	0,013	1,36%	0,011	1,17%	0,931	0,041	5,78%	0,209
<b>Итого:</b>		<b>12,502</b>	<b>10,589</b>	<b>1,913</b>	<b>15,30%</b>	<b>0,286</b>	<b>2,70%</b>	<b>10,303</b>	<b>3,607</b>	<b>34,90%</b>	<b>6,727</b>
<b>ООО "Агропроект"</b>											
31	Котельная "пр-т Н. Пле- вицкой, 23"	2,470	2,435	0,035	1,42%	0,025	1,01%	2,410	0,000	0,00%	1,550
32	Котельная "пр-т Н. Пле- вицкой, 27"	2,000	1,972	0,028	1,40%	0,020	1,01%	1,952	0,029	2,94%	0,963
33	Котельная "пр-т Н. Пле- вицкой, 29"	1,900	1,873	0,027	1,42%	0,019	1,03%	1,854	0,021	2,57%	0,781
34	Котельная "пр-т Н. Пле- вицкой, 35"	2,470	2,423	0,047	1,90%	0,024	1,00%	2,399	0,029	2,04%	1,374
35	Котельная "ул. Рябино- вая, 26А"	2,000	1,962	0,038	1,90%	0,020	1,03%	1,942	0,074	5,64%	1,238

№ п/п	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепло- вой мощности кот- ельной		Расход тепла на соб- ственные и хоз. нуж- ды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Потери в ТС		Подключенная тепловая нагрузка (до- говорная) Гкал/ч
				Гкал/ч	%	Гкал/ч	%		Гкал/ч	%	
36	Котельная "ул. Рябино- вая, 26В"	0,820	0,808	0,012	1,46%	0,008	0,95%	0,800	0,000	0,00%	0,587
37	Котельная "пр-т Н. Пле- вицкой, 11"	2,700	2,674	0,026	0,96%	0,000	0,00%	2,674	0,000	0,00%	0,000
38	Котельная "пр-т Н. Пле- вицкой, 13"	1,560	1,545	0,015	0,96%	0,016	1,01%	1,529	0,019	10,61%	0,159
39	Котельная "пр-т Н. Пле- вицкой, 15"	1,560	1,545	0,015	0,96%	0,015	0,96%	1,530	0,000	0,00%	0,615
40	Котельная "пр-т Н. Пле- вицкой, 17"	1,240	1,228	0,012	0,97%	0,013	1,03%	1,215	0,005	1,07%	0,454
<b>Итого:</b>		<b>18,720</b>	<b>18,465</b>	<b>0,255</b>	<b>1,36%</b>	<b>0,159</b>	<b>0,86%</b>	<b>18,306</b>	<b>0,176</b>	<b>2,23%</b>	<b>7,721</b>
<b>АО "ККХП"</b>											
41	Котельная АО "ККХП" Магистральный пр., 22Г	12,432	10,938	1,494	12,02%	0,034	0,31%	10,904	0,015	0,61%	2,452
<b>ООО "СБМ"</b>											
42	Котельная «Пр-т Друж- бы, 19Г»	1,668	1,613	0,055	3,30%	0,019	1,15%	1,594	0,188	10,06%	1,676
<b>Всего по источникам центра- лизованного теплоснабжения</b>		<b>2574,377</b>	<b>1998,918</b>	<b>575,459</b>	<b>22,35%</b>	<b>106,695</b>	<b>5,34%</b>	<b>1892,223</b>	<b>255,423</b>	<b>25,04%</b>	<b>764,503</b>

### **1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии**

В таблице 1.61 приведена структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику централизованного теплоснабжения для города Курска. Расчет резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии был произведен на основании представленных данных теплоснабжающими организациями. Показатели расхода тепла на собственные нужды и потерь в тепловых сетях взяты по данным базового 2021 года.

Анализ представленного материала показывает, что при договорных нагрузках, имеется дефицит тепловой мощности нетто на котельных МУП "Гортеплосеть", а именно котельных поликлиники №5 ул. В. Казацкая, 152 и школы №12 ул. Полевая, 17. на котельных ГУПКО "Курскобл-жилкомхоз" ОГУЗ «ОДКИБ» ул. Сумская и "СОШ №11" ул. Антокольского, 1. на котельной АО «ККХП» Магистральный пр., 22Г.

**Таблица 1.61 - Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии**

Адрес источника тепла	Тепловая мощность источника тепла, нетто	Потери в ТС	Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии							
			определенная на основании договорных нагрузок				определенная на основании фактически используемой мощности			
			Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности, нетто		Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности, нетто	
					Гкал/ч	%			Гкал/ч	%
Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%	
филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»										
Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	667,060	30,72%	203,682	459,280	4,098	0,61%	113,307	255,495	298,258	44,71%
Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	236,800	9,70%	22,716	211,570	2,515	1,06%	14,504	135,087	87,209	36,83%
Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	465,000	28,20%	128,534	327,264	9,202	1,98%	87,314	222,313	155,372	33,41%
Котельная "ул. Ломоносова, 44"	0,435	6,21%	0,027	0,405	0,003	0,72%	0,028	0,418	-0,011	-2,53%
Котельная "ЛОК УВД" Уро-чище "Солянка"	0,833	5,00%	0,022	0,427	0,383	45,99%	0,021	0,406	0,406	48,70%
Итого	1370,128	26,22%	354,981	998,947	16,200	1,18%	215,174	613,719	541,234	39,50%
МУП "Гортеплосеть"										
Котельная "Косиново" п. Косиново	9,740	17,16%	0,710	3,427	5,603	57,53%	0,639	3,085	6,015	61,76%
Котельная "ул. Пирогова, 14"	1,991	0,12%	0,000	0,048	1,943	97,61%	0,000	0,011	1,980	99,43%
Котельная "ул. Скорятин, 29"	0,699	16,18%	0,070	0,360	0,269	38,48%	0,046	0,238	0,416	59,45%
Котельная "Южный пер., 16"	1,214	22,12%	0,116	0,407	0,691	56,92%	0,077	0,270	0,867	71,40%
Котельная "Профилакторий "Моква" ул. Парк Солянка, 22	2,139	29,41%	0,484	1,162	0,493	23,06%	0,272	0,653	1,214	56,75%
Котельная "Поликлиника №5" ул. В. Казацкая, 152	0,119	9,35%	0,012	0,119	-0,013	-10,63%	0,012	0,114	-0,007	-5,83%
Котельная "Школа №9" ул. В. Казацкая, 196	0,229	3,76%	0,008	0,200	0,021	9,25%	0,005	0,119	0,105	45,90%
Котельная "Школа №12" ул. Полевая, 17	0,212	5,81%	0,019	0,310	-0,117	-55,24%	0,016	0,252	-0,055	-26,00%

Адрес источника тепла	Тепловая мощность источника тепла, нетто	Потери в ТС	Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии							
			определенная на основании договорных нагрузок				определенная на основании фактически используемой мощности			
			Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности, нетто		Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности, нетто	
			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
Котельная "ул. Литовская, 95/6"	6,052	26,19%	1,421	4,004	0,627	10,37%	0,586	1,652	3,815	63,03%
Котельная "Интернат №4" ул. Ильича, 31А	0,711	1,56%	0,007	0,452	0,252	35,46%	0,007	0,425	0,279	39,29%
Котельная "ПЛК 66" пр. Ленинского комсомола, 66	0,472	8,98%	0,039	0,390	0,043	9,06%	0,016	0,164	0,292	61,89%
Котельная "113 кв." ул. Бутко	31,680	23,48%	6,944	22,626	2,111	6,66%	5,105	16,634	9,941	31,38%
Котельная "ул. Понизовка, 52"	3,414	44,92%	0,635	0,779	2,000	58,59%	0,420	0,515	2,479	72,61%
<b>Итого</b>	<b>58,672</b>	<b>23,38%</b>	<b>10,463</b>	<b>34,284</b>	<b>13,925</b>	<b>23,73%</b>	<b>7,200</b>	<b>24,132</b>	<b>27,340</b>	<b>46,60%</b>
<b>ООО "Теплогенерирующая компания"</b>										
Котельная ООО "ТГК"	247,980	31,14%	35,405	78,284	134,291	54,15%	26,724	59,090	162,166	65,39%
<b>АО "ТЭСК"</b>										
ТЭЦ АО "ТЭСК"	99,536	4,56%	3,367	70,510	25,659	25,78%	2,339	48,985	48,211	48,44%
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>										
Котельная ГО и ЧС ул. Тускарная, 33	0,767	26,58%	0,054	0,149	0,564	73,52%	0,055	0,151	0,561	73,10%
Котельная ОГУЗ "ОДКИБ" ул. Сумская	1,889	4,58%	0,091	1,892	-0,094	-4,99%	0,043	0,896	0,950	50,31%
Котельная "СОШ №11" ул. Антокольского, 1	0,225	44,32%	0,197	0,247	-0,219	-97,42%	0,098	0,124	0,003	1,29%
Котельная "СОШ №16" ул. 2-ая Стрелецкая, 46	0,242	3,00%	0,006	0,208	0,028	11,39%	0,006	0,200	0,036	14,68%
Котельная "СОШ №37" ул. Каширцева, 54	0,228	8,16%	0,018	0,198	0,012	5,22%	0,016	0,176	0,036	15,79%
Котельная Спорткомплекса ул. Веспремская, 9	0,797	3,14%	0,011	0,331	0,455	57,14%	0,010	0,305	0,482	60,47%
Котельная "Школа-интернат №3" ул. Смородиновая	1,067	12,32%	0,066	0,472	0,529	49,58%	0,092	0,653	0,322	30,18%
Котельная УГИБДД ул. К. Маркса, 101	2,900	4,74%	0,119	2,384	0,398	13,71%	0,027	0,550	2,323	80,10%



Адрес источника тепла	Тепловая мощность источника тепла, нетто	Потери в ТС	Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии							
			определенная на основании договорных нагрузок				определенная на основании фактически используемой мощности			
			Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности, нетто		Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности, нетто	
					Гкал/ч	%			Гкал/ч	%
Котельная "Конноспортивная СОШ" ул. Магистральная, 42а	1,257	7,63%	0,053	0,637	0,568	45,17%	0,042	0,511	0,704	56,00%
Котельная ОКПТД ул. Пушкарная, 2	0,931	5,78%	0,013	0,209	0,709	76,15%	0,003	0,041	0,888	95,35%
<b>Итого</b>	<b>10,303</b>	<b>8,52%</b>	<b>0,627</b>	<b>6,727</b>	<b>2,949</b>	<b>28,62%</b>	<b>0,392</b>	<b>3,607</b>	<b>6,304</b>	<b>61,19%</b>
<b>ООО "Агропроект"</b>										
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 23"	2,411	0,00%	0,000	1,125	1,286	53,33%	0,000	1,550	0,861	35,71%
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 27"	1,952	2,94%	0,048	1,591	0,313	16,05%	0,029	0,963	0,961	49,20%
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 29"	1,854	2,57%	0,041	1,550	0,263	14,20%	0,021	0,781	1,053	56,77%
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 35"	2,399	2,04%	0,043	2,075	0,281	11,71%	0,029	1,374	0,997	41,55%
Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	1,942	5,64%	0,095	1,592	0,255	13,15%	0,074	1,238	0,630	32,46%
Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	0,800	0,00%	0,000	0,692	0,109	13,59%	0,000	0,587	0,213	26,61%
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 11"	2,674	0,00%	0,000	1,848	0,827	30,91%	0,000	0,000	2,674	100,00%
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 13"	1,530	10,61%	0,106	0,889	0,535	34,97%	0,019	0,159	1,351	88,35%
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 15"	1,530	0,00%	0,000	1,004	0,527	34,41%	0,000	0,615	0,915	59,80%
Котельная "пр-т Н. Плевницкой, 17"	1,215	1,07%	0,008	0,779	0,428	35,21%	0,005	0,454	0,756	62,23%
<b>Итого</b>	<b>18,308</b>	<b>2,53%</b>	<b>0,341</b>	<b>13,144</b>	<b>4,823</b>	<b>26,35%</b>	<b>0,176</b>	<b>7,721</b>	<b>10,411</b>	<b>56,87%</b>
<b>АО "ККХП"</b>										
Котельная АО "ККХП" Магистральный пр., 22Г	10,904	0,61%	0,070	11,41	-0,576	-5,28%	0,015	2,452	8,436	77,37%
<b>ООО "СБМ"</b>										

Адрес источника тепла	Тепловая мощность источника тепла, нетто	Потери в ТС	Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии							
			определенная на основании договорных нагрузок				определенная на основании фактически используемой мощности			
			Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности, нетто		Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка	Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности, нетто	
			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	%
Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	1,594	10,06%	0,124	1,106	0,365	22,88%	0,188	1,676	-0,269	-16,88%

Анализ представленного материала показывает, что дефицит тепловой мощности для котельных обусловлен в основном большими тепловыми потерями в тепловых сетях и превышением расчетной тепловой нагрузки потребителей котельных.

### **1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю**

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- 1) определение диаметров трубопроводов;
- 2) определение падения давления-напора;
- 3) определение действующих напоров в различных точках сети;
- 4) определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы, с указанием размещения источников теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок.

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

1. Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допускаемого рабочего давления в местных системах.

2. Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.

3. Давление в обратной магистрали во избежание образования вакуума не должно быть ниже 0,05-0,1 МПа (5-10 м вод. ст.).

4. Давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 МПа (5 м вод. ст.).

5. Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.

6. Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.

7. В летний период давление в подающей и обратной магистрали принимают больше статического давления в системе ГВС.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в Zulu Thermo 8.0. Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения гидравлических расчетов для различных сценариев развития систем теплоснабжения городского округа Курск. Результаты расчета представлены в пьезометрических графиках, построенных на основании расчета, для участков тепловых сетей от источников тепла до наиболее удаленного потребителя, в п. 1.3.7.

Из анализа пьезометрических графиков (см. п.1.3.7) следует вывод, что существующие системы теплоснабжения, напоры и расходы теплоносителя в тепловых сетях от источников тепла до потребителей способны обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества и в нужном количестве. В целом гидравлические режимы тепловых сетей, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, можно охарактеризовать как удовлетворительные. Дефициты по пропускной способности тепловых сетей отсутствуют, а резервы по пропускной способности достаточны для удовлетворения текущих потребностей городского округа.

Данные о режимных параметрах водяных тепловых сетей по системе теплофикации Курской ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 ПП «ТЭЦ СЗР» на отопительный сезон 2021-2022 года представлены в таблице 1.62.

**Таблица 1.62** - Гидравлические режимы работы водяных тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ПП «ТЭЦ СЗР»

Контрольные точки	Параметры по настройке регулирующих клапанов, ати		Параметры на входе и выходе, ати	
	подача	обратка	подача	обратка
<b>ТЭЦ-1</b>			<b>9,0</b>	<b>1,7</b>
НС-1			7,8/11,0	4,3
НС-4	11,0		7,8/11,0	4,3
НС-6			9,3	3,3
НС-9	6,5	3,0	4,7/6,5	1,0/3,0
НС-7	9,5	4,0	4,8/9,5	1,3/4,0
НС-13		3,0	6,9	4,0/3,0
<b>ТЭЦ-4</b>			<b>14,5</b>	<b>8,5</b>
НС-2			7,2	2,8
НС-5	9,5		6,3/9,5	2,6
НС-11	10,0	4,0	13,9/10,0	8,6/4,0
<b>КСЗР</b>			<b>12,0</b>	<b>3,0</b>
НС-8			11,2	4,3
НС-12		2,9	9,1	6,9/2,9
НС-14		3,0	7,0/10,0	6,8/3,0

Фактические режимы отпуска теплоносителя в тепловую сеть от источника тепловой энергии, по характерным точкам тепловой сети для ТЭЦ АО «ТЭСК» представлены в таблице 1.63.

**Таблица 1.63** - Гидравлические режимы работы водяных тепловых сетей от ТЭЦ АО «ТЭСК»

Наименование характерной точки	Гидравлические режимы		Тепловые режимы
	давление, м вод. ст.	расход теплоносителя т/ч	температура теплоносителя, °С
	в подающем/обратном трубопроводе	в подающем/обратном трубопроводе	в подающем/обратном трубопроводе
магистральный вывод	9,3/5,9	315/312	71,7
контрольная точка	8,1/5,1	-/-	71,5
концевая точка	7,2/4,3	-/-	71,2

#### **1.6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

**Дефицит тепловой энергии** – технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки. Дефицит тепловой мощности имеет двойственную природу - при отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые часто значительно завышены. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей расчётный дефицит снижается до реального нуля.

Основные причины возникновения дефицита тепловой мощности:

- недостаточно тепловой мощности тепловых источников (котельных);
- подключение новых потребителей, не обеспеченных мощностями на источнике теплоснабжения;
- разбалансировка системы теплоснабжения;
- большие потери в тепловых сетях.

Последствия имеющегося дефицита тепловой мощности котельных практически невозможно оценить и проверить, поскольку отсутствие приборов учета тепловой энергии у потребителей, не стимулирует теплоснабжающую организацию к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.

Дефициты тепловой мощности источников тепла в городском округе Курск и анализ причин их возникновения приведены в п/п 1.6.2.

Дефициты тепловой мощности на тепловых источниках городского округа приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных и близких к ним температурах наружного воздуха.

#### **1.6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Резервы (дефициты) тепловой мощности нетто источников тепловой энергии городского округа Курск представлены в п/п 1.6.2.

Возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны действия с дефицитом тепловой мощности в городском округе Курск, практически отсутствуют. Это связано с отсутствием значительных резервов на источниках тепла и с разбросанностью и оторванностью друг от друга локальных участков тепловых сетей, что создает проблемы по резервированию тепловых мощностей в случаях серьезных повреждений на участках теплотрассы или на источнике тепла.

Учитывая расстояния и тепловые нагрузки, сооружение тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки представляется нецелесообразной. Расширение технологических зон действия котельных в схеме теплоснабжения не планируется.

#### **1.6.6 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

За период предшествующий актуализации схемы теплоснабжения изменения в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения не зафиксированы.

## **1.7 Часть 7. Балансы теплоносителя**

### **1.7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть**

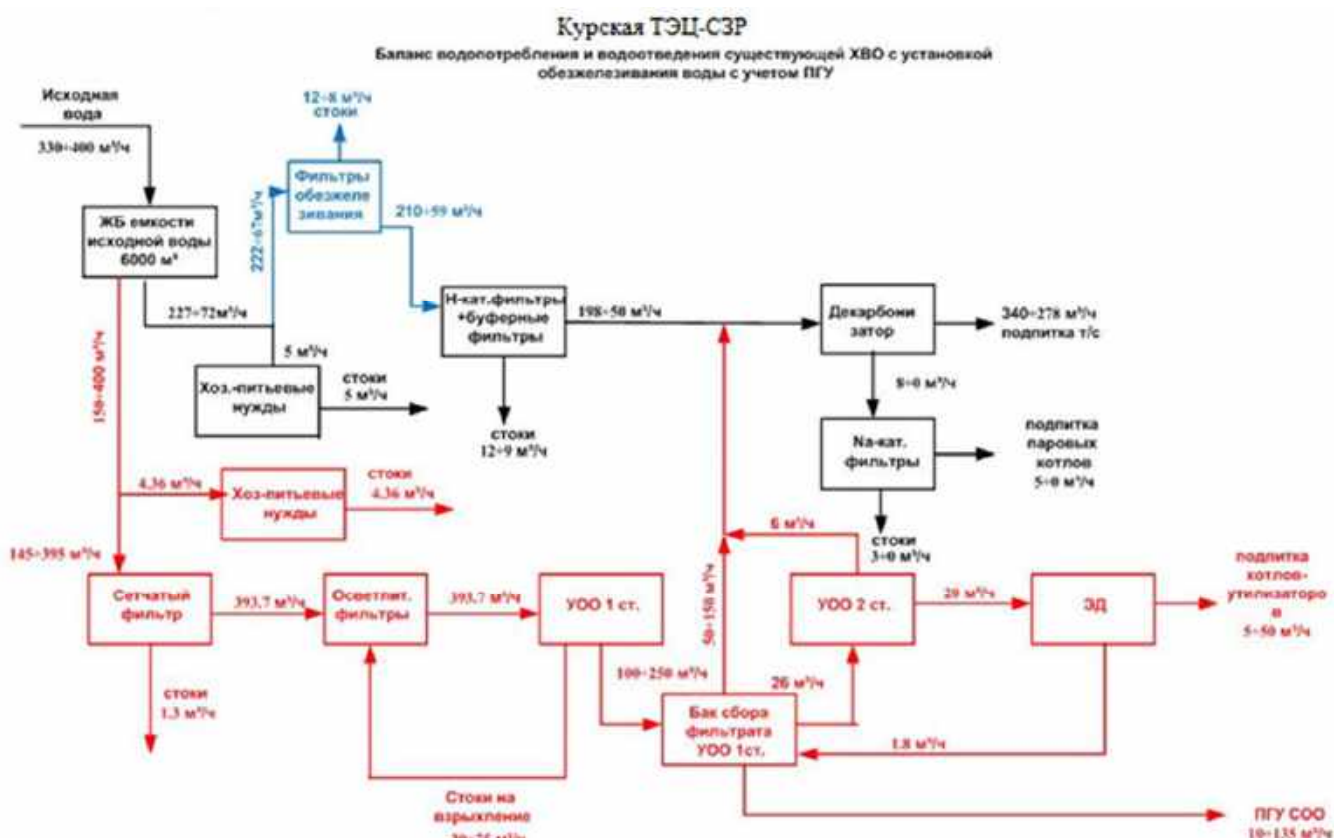
Подготовка теплоносителя для подпитки тепловых сетей в городском округе Курск организована с применением водоподготовительных установок.

Система теплоснабжения Курской ТЭЦ-1 закрытого типа (вода на горячее водоснабжение забирается из водопровода и нагревается в теплообменнике сетевой воды). Источником технического водоснабжения для Курской ТЭЦ-1 служит река Сейм. Источник питьевого водоснабжения – артезианская скважина. Водоподготовка подпиточной воды для систем теплоснабжения и ГВС включает в себя коагуляцию с известкованием – осветление в механических фильтрах, коррекционную обработку воды установкой Na-катионирования I и II ступени – умягчение воды и установку обратного осмоса. Химочищенная вода для подпитки теплосети направляется в атмосферный деаэратор после которого поступает на всас насосов подпитки теплосети. Фактический расход воды на подпитку теплосети составляет  $80\div 270 \text{ м}^3/\text{ч}$

На Курской ТЭЦ-4 используется открытая система горячего водоснабжения. В открытой системе предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения путем санкционированного отбора из тепловой сети. Источником технического водоснабжения для Курской ТЭЦ-4 служит река Тускарь. Источник питьевого водоснабжения – трубопровод воды питьевого качества МУП «Водоканал города Курска». Общестанционная установка по химической очистке воды, для подпитки теплосети, готовит умягченную воду по схеме: обезжелезивание воды, водород-катионирование с «голодным» режимом регенерации фильтров, декарбонизация и вакуумная деаэрация. Химочищенная вода для подпитки теплосети направляется в атмосферный деаэратор. В напорный трубопровод после питательных насосов вводится раствор аммиака для предупреждения углекислотной коррозии. Фактический расход воды на подпитку теплосети  $100\div 240 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Система теплоснабжения Курской ПП «ТЭЦ СЗР» открытого типа. Для подпитки тепловых сетей используется артезианская вода, получаемая из скважин принадлежащих МУП «Водоканал», прошедшая систему химводоочистки. Схема водоподготовки ПП «ТЭЦ СЗР» показана на рисунке 1.41.

Химочищенная вода для подпитки теплосети направляется в вакуумный деаэратор и после поступает на всас насосов подпитки теплосети или в баки-аккумуляторы горячей воды. Фактический расход воды на подпитку  $100\div 400 \text{ м}^3/\text{час}$ .



**Рисунок 1.41** - Схема водоподготовки Курской ПП «ТЭЦ СЗР»

Водоподготовка на всех остальных котельных предполагает использование воды из водопровода в качестве исходной.

На котельной ООО «ТГК» ХВО, для подпитки тепловой сети, работает по схеме Н-катионирование с «голодной» регенерацией. Обработка природных вод производится водород-катионированием с «голодной» регенерацией катионита.

В процессе Н-катионирования с «голодной» регенерацией происходит частичное умягчение воды и существенное снижение ее щелочности. В результате удаления карбонатной жесткости достигается уменьшение общего солесодержания воды, концентрация уголекислоты увеличивается на величину снижения щелочности. Система разбора воды – открытая. Производительность водоподготовки – 250 м³/ч. Природная вода с Киевского водозабора по двум трубопроводам Ø 400 мм подается на всас двух насосов сырой воды:

- №1 – 14 НДС; Q = 1080 м³/ч
- №2 – 14 НДС; Q = 1080 м³/ч.

Насосами вода подается на подогреватели сырой воды ВВП- 16 (3-х секционные, 4 шт.), где вода подогревается до 35 - 40° С. Далее по коллектору Ø 400 мм вода подается на шесть фильтров обезжелезивания (Ø3400 мм; Нсл.-1,5-2,0 м; Q-120 м³/ч), где происходит удаление гидроксида Fe (OH)<sub>3</sub>.

После фильтров обезжелезивания вода подается на восемь Н – катионитовых фильтров первой ступени (Ø 3400 мм; Нсл – 2,5 м; Q – 120 м³/ч). В фильтрах первой ступени происходит основная замена катионов солей жесткости на катион водорода. Затем вода подается на четыре Н – катионитовых фильтров второй ступени, где происходит улавливание возможных проскоков солей жесткости (Ø 3400 мм; Нсл – 2,0 м; Q – 120 м³/ч).

После фильтров второй ступени вода подается в четыре декарбонизатора ( $\varnothing$  – 3010 мм;  $Q$  – 302 м<sup>3</sup>/ч) где происходит удаление углекислоты. Далее вода поступает в четыре бака декарбонизованной воды ( $\varnothing$  – 6300 мм;  $V$  – 250 м<sup>3</sup>). Из бака вода насосами подается на подогреватели, где нагревается до 60 - 70° С.

Насосы декарбонизованной воды:

- №1 – 14 НДС;  $Q$  – 1080 м<sup>3</sup>/ч
- №2 – Д 500;  $Q$  – 500 м<sup>3</sup>/ч.

Подогреватели химочищенной воды ВВП – 16, четырехсекционные, - 3 шт. После подогревателей вода поступает в деаэратор для удаления кислорода и других агрессивных газов. Деаэраторная головка ДСВ – 200; 4 шт. Бак деаэраторный  $V$  – 50 м<sup>3</sup>; 2 шт. Из деаэраторного бака вода подпиточными насосами подается в обратный коллектор теплосети.

На котельной «113 кв.» ХВО, для подпитки тепловой сети, работает по схеме Н-катионирование с «голодной» регенерацией. Система химводоподготовки для подпитки тепловой сети на котельной включает в себя: Н-катионитовые фильтры 3 шт., буфер 1 шт., водоводяные подогреватели типа ВВП 325х2 1,0РГ – 4 шт., насосы сырой, химочищенной воды, взрыхления и регенерации фильтров, две емкости для хранения H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> по 16 м<sup>3</sup> каждая и один бак-мерник, деаэратор вакуумный типа ДЧВ-75 в количестве 2 шт.

В схему водоподготовки котельной входят также: два подпиточных насоса К-150-126-315, два эжекторных насоса КМ-80-65-165 и три бака аккумулятора по 400 м<sup>3</sup>, каждый.

Система централизованного теплоснабжения от прочих котельных закрытая. На ряде котельных горячее водоснабжение отсутствует. Не на всех котельных присутствуют натрий-катионитовые фильтры. На некоторых котельных системы деаэрации отсутствуют («Косиново», «ул. Пирогова, 14», «Моква», «ул. Литовская, 95 и ЛОК УВД урочище «Солянка»). Низкое качество подпиточной воды при отсутствии специальных устройств, для ее очистки и деаэрации, приводит к интенсивному образованию механических отложений и коррозии внутренних поверхностей трубопроводов и отопительных приборов. На автоматизированных котельных и котельных малой мощности деаэрация не используется. В теплоснабжающих организациях имеется опыт использования комплексонов с целью повышения эффективности водно-химического режима.

Расчет производительности водоподготовительных установок котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия выполнен согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Максимальная производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей рассчитывается из компенсации возможных потерь теплоносителя с утечками через неплотности, дренажи и исполнительные механизмы и плановыми сбросами с воздушников.

Согласно п. 6.16 базовой версии СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

«Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

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



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

Согласно МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утвержденной заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003 года:

- Емкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины согласно п. 4.1.9. по формуле:

$$V_{mc} = \sum_{i=1}^n v_{di} l_{di}$$

где:

$v_{di}$  – удельный объем  $i$ -го участка трубопроводов определенного диаметра,  $\text{м}^3/\text{км}$ ;

$l_{di}$  – длина  $i$ -го участка трубопроводов, км.

- Емкость систем теплоснабжения зависит от их вида и определяется согласно п. 4.1.10. по формуле:

$$V_{cmi} = \sum_{i=1}^n v Q_{0\max}$$

где:

$Q_{0\max}$  – расчетное значение часовой тепловой нагрузки здания,  $\text{Гкал/ч}$ ;

$v$  – удельный объем системы теплоснабжения,  $\text{м}^3/\text{ч/Гкал}$ ;

$n$  – количество систем теплоснабжения, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере  $30 \text{ м}^3/\text{ч/Гкал}$ . Емкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при  $v=6 \text{ м}^3/\text{ч/Гкал}$  средней часовой тепловой нагрузки.

В соответствии с Актуализированной версией СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

«При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным  $65 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ МВт}$  расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения,  $70 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ МВт}$  – открытой системе и  $30 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ МВт}$  средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения».

Потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают в себя технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с утечкой.

К технологическим потерям, как необходимым для обеспечения нормальных режимов работы систем теплоснабжения, относятся количество воды на пусковое заполнение трубопроводов теплосети после проведения планового ремонта и подключения новых участков сети и потребите-

лей, проведение плановых эксплуатационных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей и другие регламентные работы, промывку и дезинфекцию.

К потерям сетевой воды с утечкой относятся технически неизбежные в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии потери сетевой воды с утечкой.

Расчетные потери сетевой воды связанные, с пуском тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и подключения новых сетей после монтажа на период регулирования, определяются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей. Неизбежные потери при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях составляют 0,5-кратного объема сетей.

Среднегодовая норма утечки теплоносителя ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водяные подогреватели).

Балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источников тепловой энергии городского округа Курск (согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) приведены в таблице 1.64.

**Таблица 1.64 - Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети**

Адрес котельной	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Расчетная подпитка теплоты в эксплуатацию	Необходимая аварийная подпитка теплоты	Расчетная производительность ВПУ	Фактическая производительность ВПУ	Бак аккумулятор
	$\text{м}^3$	$\text{м}^3$	$\text{м}^3/\text{ч}$	$\text{м}^3/\text{ч}$	$\text{м}^3/\text{ч}$	$\text{м}^3/\text{ч}$	шт.
<b>Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»</b>							
Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	28462,57	13778,40	105,60	844,82	316,81	500	2x1000
Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	6105,09	5939,77	30,11	240,90	90,34	400	4x2250
Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	18736,85	8581,93	68,30	546,38	204,89	500	3x3000
Котельная, ул. Ломоносова, д.44	1,00	12,15	0,03	0,26	0,10	нет	нет
Котельная, ЛОК УВД Урочище "Солянка"	12,60	12,82	0,06	0,51	0,19	2	нет
<b>МУП "Гортеплосеть"</b>							
Котельная, пос. Косиново	39,96	102,81	0,36	2,86	1,07	5	3x76
Котельная, ул. Пирогова, д.14	0,60	0,00	0,00	0,01	0,00	10	2x20
Котельная, ул. Скорятина, д.29	2,04	10,81	0,03	0,26	0,10	4,5	нет
Котельная, Южный пер., д.16	5,66	12,22	0,04	0,36	0,13	4,5	нет
Котельная, урочище "Солянка" профилакторий "Моква"	23,33	34,85	0,15	1,16	0,44	11,8	2x80
Котельная, поликлиника №5, ул. Казацкая, д.152	1,00	3,58	0,01	0,09	0,03	нет	нет
Котельная, "СОШ №9", ул. В. Казацкая, д.196	0,54	6,00	0,02	0,13	0,05	нет	нет
Котельная, "СОШ №12", ул. Полевая, д.17	2,26	9,30	0,03	0,23	0,09	нет	нет

Адрес котельной	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Расчетная подпитка теплосети в эксплуатационном режиме	Необходимая аварийная подпитка теплосети	Расчетная производительность ВПУ	Фактическая производительность ВПУ	Бак аккумулятор
	м³	м³	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	шт.
Котельная, ул. Литовская, д.95/6	38,67	120,12	0,40	3,18	1,19	1	1x2
Котельная, Школа-интернат №4, ул. Ильича, д.31А	1,05	13,55	0,04	0,29	0,11	8	нет
Котельная, д/с №7 пр-к Ленинского комсомола, д.66	8,96	11,71	0,05	0,41	0,16	1	нет
Котельная "ул. Понизовка, 52"	33,70	23,36	0,14	1,14	0,43	1	нет
Котельная, 113 кв., ул. Бутко	1412,68	629,38	5,11	40,84	15,32	100	3x400
<b>ООО "ТГК"</b>							
Котельная ООО "ТГК"	6781,5982	2132,8218	22,29	178,29	66,86	400	2x2000
<b>АО "Теплоэнергосбытовая компания"</b>							
ТЭЦ АО "ТЭСК"	2417,5	2115,299	11,33	90,66	34,00	26	2x800
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>							
Котельная ГО и ЧС	5,03	4,47	0,02	0,19	0,07	2,2	1x3
Котельная ОГУЗ "ОДКИБ"	5,03	56,77	0,15	1,24	0,46	3,1	4x1,25
Котельная "СОШ №11"	5,03	7,42	0,03	0,25	0,09	2	нет
Котельная "СОШ №16"	5,03	6,24	0,03	0,23	0,08	2	нет
Котельная "СОШ №37"	5,03	5,95	0,03	0,22	0,08	2,1	нет
Котельная Спорткомплекса	5,03	9,93	0,04	0,30	0,11	2,7	нет
Котельная "Школа-интернат №3"	3,47	14,15	0,04	0,35	0,13	3,2	2x2,5
Котельная УГИБДД	3,49	71,51	0,19	1,50	0,56	3,5	нет
Котельная "Конноспортивная СОШ"	5,89	19,10	0,06	0,50	0,19	2,6	нет
Котельная ОКПТД	6,59	6,28	0,03	0,26	0,10	2,1	нет
<b>ООО "Агропроект"</b>							
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 23"	0,00	33,75	0,08	0,68	0,25	1	нет
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 27"	0,69	47,73	0,12	0,97	0,36	1	нет
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 29"	1,00	46,50	0,12	0,95	0,36	1	нет
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 35"	1,09	62,25	0,16	1,27	0,48	1	нет
Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	1,23	47,75	0,12	0,98	0,37	1	нет
Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	0,00	20,75	0,05	0,42	0,16	1	нет
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 11"	2,54	55,43	0,14	1,16	0,43	1	нет
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 13"	1,03	26,68	0,07	0,55	0,21	1	нет
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 15"	0,00	30,11	0,08	0,60	0,23	1	нет
Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 17"	0,84	23,38	0,06	0,48	0,18	1	нет
<b>АО "ККХП"</b>							
Котельная АО "ККХП"	13,67	342,30	0,89	7,12	2,67	22	2x75
<b>ООО "СБМ"</b>							

Адрес котельной	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Расчетная подпитка теплосети в эксплуатационном режиме	Необходимая аварийная подпитка теплосети	Расчетная производительность ВПУ	Фактическая производительность ВПУ	Бак аккумулятор
	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	шт.
Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	3,70	33,18	0,09	0,74	0,28	1	нет

На четырех котельных отсутствуют установки обработки воды для подпитки тепловой сети, что приводит к образованию накипи на внутренних поверхностях нагрева котлов, перерасходу топлива, к частым ремонтам и заменам котлов. Эффективная защита котлов от накипи и коррозии может быть достигнута путем дозирования комплексонов (установка автоматического дозатора комплексонов) или по способу натрий-катионирования (этот метод водоподготовки требует больших капвложений, а также требует постоянного квалифицированного обслуживающего персонала). В связи с высокой общей жесткостью воды, идущей на приготовление горячей воды, и отсутствием химводоподготовки срок службы водяных подогревателей со стороны нагреваемой среды значительно ниже нормативного.

#### **1.7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

Норматив аварийной подпитки имеет в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой.

Согласно п. 6.22 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения показаны в таблице 1.64.

Существующие системы ХВО источников тепла городского округа Курск обеспечивают подпитку теплосети в соответствии с требованиями норм. В аварийном режиме для подпитки может использоваться неподготовленная вода, что не противоречит нормативным требованиям.

### **1.7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Изменений в балансах производительности водоподготовительных установок не зафиксировано. Состав водоподготовительных установок на источниках тепла за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не изменился.

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

### **1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии**

Источники тепла городского округа Курск используют в качестве основного топлива природный газ по ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения". Средняя низшая теплота сгорания за 2021 год – 8193 ккал/м<sup>3</sup>.

На Курскую ТЭЦ-1 поступает природный газ Ямбургского месторождения, который может подаваться через ГРП-1 и ГРП-2. К ГРП-1 газ может поступать по двум газопроводам Ду500 мм среднего давления с давлением 3 кг/см<sup>2</sup> от ГРС-1 и от городской закольцовки ГРС 1,2,3,10. Диаметр газопровода на выходе из ГРП-1 составляет 500 мм, давление – 1,1 кг/см<sup>2</sup>. К ГРП-2 газ поступает по газопроводу Ду700 мм высокого давления с давлением 12 кг/см<sup>2</sup> от ГРС-1а. Диаметр выходного газопровода с ГРП-2 составляет 1200 мм, давление – 1,1 кг/см<sup>2</sup>. Пропускная способность двух ГРП составляет 278,15 тыс. м<sup>3</sup>/ч. На текущий момент подача газа производится через ГРП-2, ГРП-1 выведен из эксплуатации.

Природный газ на Курскую ТЭЦ-4 подается через ГРП (диаметр газопровода на входе 500 мм, давление на входе – 3,0 кгс/см<sup>2</sup>, на выходе – 0,5 кгс/см<sup>2</sup>), к которому газ может поступать по двум газопроводам Ду500 мм среднего давления с давлением 3 кг/см<sup>2</sup> от ГРС-2 и от городской закольцовки ГРС 1,2,3,10. Давление газа на выходе ГРП – 0,5 кг/см<sup>2</sup>. Пропускная способность ГРП составляет 50,0 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

Природный газ на котельную Курской ПП «ТЭЦ СЗР» подается через ГРУ-1,2. Газ к ГРУ-1,2 может поступать от ГРС-2 по газопроводу высокого давления диаметром Ду500 мм, давлением 12 кг/см<sup>2</sup> и по газопроводу среднего давления диаметром Ду500 мм, давлением 3 кг/см<sup>2</sup>. Через ГРУ-1,2 газ поступает на котельную ПП «ТЭЦ СЗР» по газопроводу диаметром Ду400 мм, давлением 0,4-0,6 кг/см<sup>2</sup>. Пропускная способность ГРУ-1,2 составляет суммарно 60 тыс. м<sup>3</sup>/ч. На ПГУ-115 ПП «ТЭЦ СЗР» природный газ поступает через пункт подготовки газа (ППГ), к которому газ (до ГРП) поступает по газопроводу высокого давления диаметром Ду500 мм от ГРС-2, давлением 12,0 кгс/см<sup>2</sup>. Диаметр газопровода на входе в пункт подготовки газа Ду500 мм, на выходе – Ду400 мм, давление на входе 5,0-6,0 кгс/см<sup>2</sup>, на выходе – 5,0-6,0 кгс/см<sup>2</sup>.

Данные о количестве потребленного основного топлива (природного газа) источниками тепла городского округа Курск за базовый 2021 год, приведены в таблице 1.65.

**Таблица 1.65** - Количество потребленного основного топлива (природного газа) источниками тепла

№ п/п	Адрес источника	Вид топ- лива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход нату- рального топлива	Фактический расход условного топлива
			с паром	с гор. во- дой		газ	
			Гкал	Гкал		ккал/нм³	
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»							
1	Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского ком-сомола, д.20	газ/мазут	21796	978440	8210	212229	248914
2	Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	газ/мазут	0	387705	8209	58375,019	68456
3	Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	газ/мазут	0	902724	8211	240648,175	282294
4	Котельная, ул. Ломоносова, д.44	газ/нет	0	631,6	8184	89,3	104,4
5	Котельная, ЛОК УВД Урочище "Солянка"	газ/нет	0	1432,5	8178	212,7	248,5
Итого:			21796	2270933,1	8211	511554,194	600016,9
МУП "Гортеплосеть"							
6	Котельная, пос. Косиново	газ/мазут	1427	14066	8204	2101,138	2462,514
7	Котельная, ул. Пирогова, д.14	газ/нет	228	0	8212	33,034	38,754
8	Котельная, ул. Скорятина, д.29	газ/нет	0	815	8208	116,447	136,545
9	Котельная, Юж-ный пер., д.16	газ/нет	0	883	8205	124,018	145,361
10	Котельная, уро-чище "Солянка" профилакторий "Моква"	газ/нет	0	3190	8208	275,018	322,479
11	Котельная, поли-клиника №5, ул. Казацкая, д.152	газ/нет	0	317	8208	41,546	48,715
12	Котельная, "СОШ №9", ул. В. Казац-кая, д.196	газ/нет	0	391	8207	51,325	60,174
13	Котельная, "СОШ №12", ул. Поле-вая, д.17	газ/нет	0	549	8207	82,513	96,74
14	Котельная, ул. Литовская, д.95/6	газ/нет	0	7152	8236	861,211	1013,323
15	Котельная, Шко-ла-интернат №4, ул. Ильича, д.31А	газ/нет	0	992	8208	129,922	152,334
16	Котельная, д/с №7 пр-к Ленинского комсомола, д.66	газ/нет	0	721	8208	96,535	113,2
17	Котельная, 113 кв., ул. Бутко	газ/нет	0	54176	8207	7191,296	8431,738
Итого:			1655	83252	8209	11104,003	13021,877

№ п/п	Адрес источника	Вид топ- лива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход нату- рального топлива	Фактический расход условного топлива
			с паром	с гор. во- дой		газ	
			Гкал	Гкал		ккал/нм³	
ООО "ТГК"							
18	Котельная ООО "ТГК"	Газ/мазут	0	250727	8257	32887	38794
АО "ТЭСК"							
19	ТЭЦ АО "ТЭСК"	Газ/дизель	0	155149	8212	31113	36499
ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"							
20	Котельная ГО и ЧС	газ/нет	0	758,753	8190	122,094	142,850
21	Котельная ОГУЗ "ОДКИБ"	газ/нет	0	3390,988	8190	425,265	497,560
22	Котельная "СОШ №11"	газ/нет	0	354,773	8190	54,696	63,994
23	Котельная "СОШ №16"	газ/нет	0	497,074	8190	90,523	105,912
24	Котельная "СОШ №37"	газ/нет	0	520,795	8190	83,777	98,019
25	Котельная Спорт- комплекса	газ/нет	0	997,779	8190	106,873	125,042
26	Котельная "Шко- ла-интернат №3"	газ/нет	0	1876,086	8190	215,766	252,446
27	Котельная УГИБДД	газ/нет	0	1542,277	8190	238,657	279,229
28	Котельная "Кон- носпортивная СОШ"	газ/нет	0	1615,063	8190	216,211	252,967
29	Котельная ОК- ПТД	газ/нет	0	134,566	8190	26,003	30,424
Итого:			0	11688,15457	8190	1579,865752	1848,442929
ООО "Агропроект"							
30	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 23"	газ/нет	0	4016,293	8209	550,198	645,264
31	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 27"	газ/нет	0	2982,927	8209	392,956	460,85
32	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 29"	газ/нет	0	2479,83	8209	315,046	369,475
33	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 35"	газ/нет	0	4654,775	8210	543,398	637,304
34	Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	газ/нет	0	4260,178	8209	543,676	637,598
35	Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	газ/нет	0	1723,24	8209	219,503	257,428
36	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 11"	газ/нет	0	0	0	0	0
37	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 13"	газ/нет	0	658,865	8217	81,733	95,94
38	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 15"	газ/нет	0	2037,461	8209	245,385	287,761
39	Котельная "пр-т Н. Плевацкой, 17"	газ/нет	0	1571,312	8209	209,702	245,914
Итого:			0	24384,881	8210	3101,597	3637,534
АО "ККХП"							
40	Котельная АО "ККХП"	газ/нет	5988	5003	8045	1843,3	2118,478357

№ п/п	Адрес источника	Вид топ- лива, осн./рез.	Произведено тепла		Теплотворная способность топлива	Фактический расход нату- рального топлива	Фактический расход условного топлива
			с паром	с гор. во- дой		газ	
			Гкал	Гкал		ккал/нм <sup>3</sup>	
ООО "СБМ"							
41	Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	газ/нет	0	6013,665	8214	810,504	951,0685509
Всего по источникам централизо- ванного теплоснабжения			23451	2807150,801	8193	593993,464	696887,301

Общий годовой расход природного газа по источникам централизованного теплоснабжения городского округа Курск составил 2021 году – 593993,464 тыс. нм<sup>3</sup>/год (67807 м<sup>3</sup>/час).

### 1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Согласно представленным данным, резервное топливо практически для всех источников тепловой энергии городского округа Курск не предусматривается, за исключением:

**Курской ТЭЦ-1** для которого резервным топливом для водогрейных котлов является топочный мазут марки М-100 ( $Q_{\text{н}}=9500\div 9700$  ккал/кг), а для паровых котлов – донецкий уголь марки АШ ( $Q_{\text{н}}=4790\div 4980$  ккал/кг). Поставки мазута на ТЭЦ-1 осуществляются железнодорожным транспортом в цистернах от нефтеперегонных заводов (НПЗ). В таблице 1.66 приведены данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива (мазут М-100) на ТЭЦ-1.

**Таблица 1.66** - Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива ТЭЦ-1

Характеристика резервуара	Резервуары			
	№1	№2	№3	№4
Диаметр внутренний, м	22,7	20,9	22,7	20,9
Высота строительная, м	11,9	14,9	11,9	14,9
Строительный объем, м <sup>3</sup>	4880	5055	4898	5055
Высота налива мазута, м	10,7	13,2	10,7	13,1
Объем заполнения, м <sup>3</sup>	4310	4519	4386	4438
Мертвый объем, м <sup>3</sup>	323	274	333	270
Полезный объем, м <sup>3</sup>	3987	4246	4053	4168
Емкость 1 м <sup>3</sup> при температуре 60°C, т	0,967	0,967	0,967	0,967

«Мертвый объем» определен до уровня верхней образующей всасывающего трубопровода с учетом срыва циркуляционного насоса при номинальном часовом расходе топлива на электростанции с учетом расхода в линии рециркуляции. Полезный объем резервуаров рассчитан как разность между объемом заполнения и мертвым объемом.

**Курской ТЭЦ-4** для которого резервным топливом для паровых энергетических и водогрейных котлов является топочный мазут марки М-100 ( $Q_{\text{н}}=9500\div 9700$  ккал/кг). Поставки мазута на ТЭЦ-4 осуществляются автомобильным транспортом от Московских нефтеперегонных заводов (НПЗ). В таблице 1.67 приведены данные об объеме емкостей для хранения мазута на ТЭЦ-4.

**Таблица 1.67** - Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива ТЭЦ-4

Характеристика резервуара	Резервуары	
	№1	№2
Диаметр внутренний, м	22,8	20,8
Высота строительная, м	11,98	15,03
Строительный объем, м <sup>3</sup>	5000	5000



Характеристика резервуара	Резервуары	
	№1	№2
Высота налива мазута, м	11,7	14,5
Объем заполнения, м <sup>3</sup>	4812	4981
Мертвый объем, м <sup>3</sup>	239	109,5
Полезный объем, м <sup>3</sup>	4573	4871
Емкость 1 м <sup>3</sup> при температуре 60°C, т	0,963	0,963

«Мертвый объем» определен на уровне, превышающем на 20 см отметку, при которой происходит срыв насосов при номинальном часовом расходе топлива на электростанции с учетом расхода в линии рециркуляции. Полезный объем резервуаров рассчитан как разность между объемом заполнения и мертвым объемом.

**Курская ПП «ТЭЦ СЗР»** для которого резервным топливом для водогрейных (КВГМ-100) и паровых (ДЕ-25/14) котлов является топочный мазут марки М-100 ( $Q^p_n=9500\div9700$  ккал/кг). Поставки мазута на ПП «ТЭЦ СЗР» осуществляются автомобильным транспортом от Московских нефтеперегонных заводов (НПЗ). В таблице 1.68 приведены данные об объеме емкостей для хранения мазута на ПП «ТЭЦ СЗР».

**Таблица 1.68** - Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива ТЭЦ-СЗР

Характеристика резервуара	Резервуары	
	№1	№2
Диаметр внутренний, м	15,2	15,2
Высота строительная, м	11,8	11,8
Строительный объем, м <sup>3</sup>	2000	2000
Высота налива мазута, м	10,8	10,8
Объем заполнения, м <sup>3</sup>	1946,7	1935,8
Мертвый объем, м <sup>3</sup>	169,0	157,3
Полезный объем, м <sup>3</sup>	1777,7	1778,5
Емкость 1 м <sup>3</sup> при температуре 60°C, т	0,949	0,949

«Мертвый объем» определен на уровне, превышающем на 20 см отметку, при которой происходит срыв насосов при номинальном часовом расходе топлива на электростанции с учетом расхода в линии рециркуляции. Полезный объем резервуаров рассчитан как разность между объемом заполнения и мертвым объемом.

**Котельной ООО «ТГК»** для которого резервным топливом является топочный мазут марки М-100 ( $Q^p_n=9500\div9700$  ккал/кг). Поставки мазута на котельную осуществляются железнодорожным транспортом. Мазут хранится в трех подземных резервуарах объемом по 2000 м<sup>3</sup> каждый.

**Котельной «Косиново»** резервным топливом, для которой является мазут марки М-100 калорийностью 9530 ккал/кг. Мазут хранится в двух подземных резервуарах объемом по 250 м<sup>3</sup> каждый. Поставки мазута на котельную осуществляются автомобильным транспортом. В последние годы мазут не сжигается. Иногда в начале отопительного периода при включении разогрева мазута кратковременно проверяется работоспособность котлов на нем.

**ТЭЦ АО «ТЭСК»** для которого резервным топливом является топочный дизельное топливо ( $Q^p_n\approx10500$  ккал/кг). Поставки дизтоплива на ТЭЦ осуществляются автомобильным транспортом. Дизтопливо хранится в восьми подземных резервуарах объемом по 200 м<sup>3</sup> каждый.

Норматив создания запасов топлива на источниках тепла рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии» утвержденным приказом Минэнерго России от 22.08.2013 №469.

Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) определяется для котельных в размере, обеспечивающем поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида топлива и способа его доставки:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\text{max}} \times H_{\text{ср.м}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \text{ (тыс. т)}$$

где  $Q_{\text{max}}$  – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{\text{ср.м}}$  – расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т у.т./Гкал;

$K$  - коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо;

$T$  - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется в зависимости от вида топлива и способа его доставки в соответствии с таблицей 1.69.

**Таблица 1.69 - Длительность периода формирования объема ННЗТ**

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сутки
твердое	железнодорожный транспорт	14
твердое	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
жидкое	автотранспорт	5

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Расчеты необходимого неснижаемого запаса резервного топлива выполнены с использованием данных п.1.2.8. о технико-экономических показателях работы и расчетных нагрузках источников тепла, при средней температуре минус 7,3°C наиболее холодного месяца январь.

Результаты расчетов неснижаемого нормативного запаса резервного топлива приведены в таблице 1.70.

Здесь следует отметить, что для отопительных котельных, работающих на газовом топливе с резервным жидким топливом, расчет НЭЗТ может не выполняться при отсутствии снижения подачи газа в периоды похолоданий за три года, предшествовавших текущему году и отсутствия графика снижения подачи газа на текущий и планируемый год.

Отсутствие резервного топлива, на котельных является существенным недостатком, влияющим на оценку надежности системы теплоснабжения городского округа Курск. Основным решением, позволяющим обеспечить увеличение надежности всей системы, является решение, связанное с возможностью полного или частичного перевода потребителей от источников, не оборудованных резервным топливом на источники, оборудованные резервным топливом и находящиеся в радиусе эффективного теплоснабжения и имеющие резерв тепловой мощности. При этом созда-

ются объекты теплосетевого хозяйства с пропускной способностью обеспечивающей полный или частичный перевод тепловой нагрузки

**Таблица 1.70 - Неснижаемый нормативный запас резервного топлива**

Наименование	Резервное топливо	Среднее расчетное значение отпуска тепла в январе	Удельный расход условного топлива на полезный отпуск тепла	Суточный полезный отпуск тепловой энергии	Среднесуточный расход условного топлива	Количество суток формирования ННЗТ	ННЗТ	Фактический объем резервуаров
		Гкал/ч	кг у.т./Гкал	Гкал/сут.	т у.т./сут.	сут.	т	м³
Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	мазут	317,30	240,50	7615,26	1831,50	10	13495,29	4х5000 Полезный объем 16454 м³
Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	мазут	137,05	190,48	3289,27	626,53	5	2308,26	2х5000 Полезный объем 9344 м³
Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	мазут	221,67	222,66	5320,00	1184,54	5	4364,09	2х2000 Полезный объем 3556 м³
Котельная, пос. Косиново	мазут	2,27	300,23	54,38	16,33	5	60,15	2х250
Котельная ООО "ТГК"	мазут	51,75	243,75	1241,96	302,73	10	2230,63	3х2000
ТЭЦ АО "ТЭСК"	дизель	50,48	166,00	1211,56	201,12	3	401,59	8х200

### 1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Основным видом топлива для источников теплоснабжения в городском округе Курск является природный газ с низшей теплотой сгорания  $Q_{рн}=8220$  ккал/м<sup>3</sup>.

На территории городского округа поставку природного газа потребителям осуществляет газораспределительная организация ОАО «Газпром газораспределение Курск» от газопровода Елец–Курск–Киев–Елец–Курск–Диканька. Газоснабжение территории осуществляется через 5 ГРС, две из которых расположены за границами городской черты. Источники тепловой энергии городского округа Курск снабжаются природным газом от распределительных газопроводов. Система газоснабжения двухступенчатая.

Рамочные договоры на поставку мазута для нужд тепловых электростанций заключаются на основании открытого конкурса, по результатам которого выбираются победители. При возникновении потребности в поставках мазута поставщики определяются на основании результатов закрытых запросов цен среди победителей селективного конкурса.

Доставка топлива на источники тепла городского округа Курск, в зависимости от вида основного топлива, осуществляется, если природный газ, то по газопроводам систем централизованного газоснабжения, а если жидкое топливо или уголь – железной дорогой или автотранспортом.

В качестве примера физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 за январь, июль и декабрь месяцы 2020 года показаны на рисунках 1.42, 1.43 и 1.44. Место отбора выходной коллектор ГРС-1А и ГРС Косиново. Имеется незначительная нестабильность показателей калорийности, не влияющая на работу оборудования и не сказывающаяся на экономических показателях.

Показатели качества дизельного топлива и паспорт качества топочного мазута, приведен на рисунках 1.45 и 1.46.

За последние 15 лет случаев аварийного отключения подачи газа не зафиксировано. Источники тепловой энергии городского округа присоединены к газораспределительным сетям низкого давления от ГРУ. Снижение давления газа в период стояния минимальных температур наружного воздуха не ограничивает их тепловую производительность. Критического снижения давления природного газа, при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось. Количество поставляемого газового топлива на источники тепла (лимит) практически обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

Для газоснабжения используется газ различных месторождений, поступающий от системы внешнего газоснабжения Курского узла. Потребитель не выбирает и не может регулировать объем газа, поступающий из конкретного источника. Следовательно, выделение особенностей топлива в зависимости от места поставки не производится.

№ п/п	Наименование показателей	Ед. измерения	Фактические показатели
1	Компонентный состав газа	% мол.	ГРС Курск-1А (ЕККД)
	Метан		95,62
	Этан		2,49
	Двуокись углерода		0,208
	Пропан		0,752
	Изо - бутан		0,113
	Н - бутан		0,110
	Изо - пентан		0,0195
	Н - пентан		0,0140
	Нео - пентан		0,0015
	Гексаны		0,0136
	Азот		0,639
	Кислород		0,0001
	Гелий		0,0110
	Водород		0,0014
2	Плотность расчётная при 20 С и 101,325 кПа	кг/м <sup>3</sup>	0,7024
3	Теплота сгорания низшая при 20 С и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup>	34,41
		(ккал/м <sup>3</sup> )	8220
4	Теплота сгорания высшая при 20 С и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup>	38,14
		(ккал/м <sup>3</sup> )	9110
5	Число Воббе низшее	МДж/м <sup>3</sup>	45,07
6	Число Воббе высшее	МДж/м <sup>3</sup>	10764
		(ккал/м <sup>3</sup> )	49,94
			11929

Рисунок 1.42 - Физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 за январь

№ п/п	Наименование показателей	Ед. измерения	Фактические показатели
1	Компонентный состав газа	% мол.	ГРС Курск-1А (ЕККД)
	Метан		95,46
	Этан		2,57
	Двуокись углерода		0,198
	Пропан		0,816
	Изо - бутан		0,123
	Н - бутан		0,122
	Изо - пентан		0,0226
	Н - пентан		0,0162
	Нео - пентан		0,0016
	Гексаны		0,0153
	Азот		0,650
	Кислород		0,0001
	Гелий		0,0109
	Водород		0,0017
2	Плотность расчётная при 20 С и 101,325 кПа	кг/м <sup>3</sup>	0,7041
3	Теплота сгорания низшая при 20 С и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup>	34,48
		(ккал/м <sup>3</sup> )	8238
4	Теплота сгорания высшая при 20 С и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup>	38,22
		(ккал/м <sup>3</sup> )	9129
5	Число Воббе низшее	МДж/м <sup>3</sup>	45,11
6	Число Воббе высшее	МДж/м <sup>3</sup>	10775
		(ккал/м <sup>3</sup> )	49,69
			11941

Рисунок 1.43 - Физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 за июль

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне- месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля	%	ГОСТ 31371.1-7 2008		
	метан			не норм.	95,75
	этан			не норм.	2,42
	пропан			не норм.	0,720
	н-бутан			не норм.	0,105
	норм-бутан			не норм.	0,103
	н-пентан			не норм.	0,0012
	норм-пентан			не норм.	0,0177
	гексаны+высшие углеводороды			не норм.	0,0124
	диоксид углерода			не норм.	0,0137
	азот			не более 2,5	0,194
	кислород			не норм.	0,648
	водород			не более 0,050	0,0046
	гелий			не норм.	0,0017
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,36
		ккал/м³		не менее 7600	8206
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50	49,91
		ккал/м³		9840-13020	11922
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0,7010
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м³	ГОСТ 22387.2- 2014; ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,020	менее 0,0010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м³		не более 0,036	0,0078
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутств.
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	0С	ГОСТ 20060- 83; ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	-24,8
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	0С	-	не норм.	6,6
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	3

\*Показатель определяется газораспределительной организацией в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87

**Рисунок 1.44 - Физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 за декабрь**

Филиал ОАО «Квадра»- «Южная генерация»

ПП «Курская ТЭЦ-1», химлаборатория

Протокол № 79

Анализ топочного мазута

№ бака или цистерны Дизельное топливо

Дата отбора проб 11.12.14г.

1. Температура вспышки в открытом тигле, °C \_\_\_\_\_

2. Влажность по Дину и Старку, % отсутствует

3. Содержание серы, % 0,6

4. Теплота сгорания  $Q^H_p$ , Ккал/кг 10517

5. Плотность при 20°C, г/см<sup>3</sup> \_\_\_\_\_

лаборант Левин

начальник лаборатории И.А.Цветкова

Рисунок 1.45 - Показатели качества дизельного топлива



Филиал открытого акционерного общества  
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть»  
«Башнефть-Уфанефтехим»  
450045, Российская Федерация,  
Республика Башкортостан, г. Уфа-45  
тел. +7 347 260-56-99, факс +7 347 243-22-22  
ИНН 0274051582, ОКПО 67826502  
www.bashneft.ru



Branch of open joint stock company  
Joint Stock Oil Company Bashneft  
Bashneft-Ufaneftekhim  
Ufa-45, Republic of Bashkortostan,  
Russian Federation, 450045  
phone +7 347 260-56-99, fax +7 347 243-22-22  
TIN 0274051582, OKPO 67826502  
www.bashneft.ru

**EAC**

52019887

Наименование **ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 15**  
**Мазут марки топочный 100 зольный, вид VII с температурой застывания 25°C**  
**по ГОСТ 10585-99 с изм.1-3 и поправками**

Партия № 15 Дата изготовления 18.08.13 Масса отгруженного продукта \_\_\_\_\_ (т)  
Номер резервуара 1008 Дата отбора 21.08.13 Масса предназначенная для отгрузки 800 (т)  
Замер резервуара 232 (см) Дата проведения анализа 21.08.13

Таблица №1 - Физико-химические показатели

№№№ п/п	Наименование показателей	Нормы по ГОСТ 10585-99 с изм.1-3 и поправками Код ОКП 02 5211	Нормы по техническому регламенту Таможенного союза (ТР ТС 013/2011)	Фактические данные
1	Вязкость при 100 °С не более: условная, градусы ВУ или кинематическая, м²/с (сСт)	5,8 50,0*10 <sup>-6</sup> (50,0)		6,8 -
2	Зольность, %, не более, для мазута: зольного	0,14		0,137
3	Массовая доля механических примесей, %, не более	1,0		0,150
4	Массовая доля воды, %, не более	1,0		0,30
5	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отсутствии		отсутствии
6	Массовая доля серы, %, не более для мазута VII вида	3,5	3,5	3,32
7	Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	110	90	112
8	Температура застывания, °С, не выше	25		25
9	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), Кдж/кг, не менее для мазута VII вида	39900		38448
10	Плотность при 20°C, кг/м³ при 15°C, кг/м³	Не нормируется. Определение обязательно		1018 1023
11	Массовая доля сероводорода, %, не более ppm, не более	0,002 -	- 20	0,002

Дополнительные сведения:

Температура начала кипения, °С 214  
Температура вспышки в закрытом тигле, °С 88

Мазут марки топочный 100 зольный, вид VII с температурой застывания 25 °С не содержит присадок.

Заключение: продукт соответствует требованиям ГОСТ 10585-99 с изм.1-3 и поправками и нормам технического регламента Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/2011).

Декларация о соответствии № TC RU Д-РУ.АЯ02.В.00001, срок действия с 28.02.2013 г по 28.02.2016 г., выдан ОС ООО «ЦСМВ» (АЯ02).  
Изготовитель гарантирует соответствие качества продукта требованиям настоящего стандарта и технического регламента Таможенного союза в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-84.

В/Ц \_\_\_\_\_

Начальник лаборатории \_\_\_\_\_

Старший лаборант \_\_\_\_\_

Дата выдачи паспорта \_\_\_\_\_

21.08.13  
21.08.13

Э.М.Билалова

7 июля

Рисунок 1.46 - Паспорт качества мазута топочного

#### **1.8.4 Описание использования местных видов топлива**

На источниках тепловой энергии в городском округе Курск местные виды топлива не используются.

#### **1.8.5 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Динамика потребления топлива на источниках тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не изменилась.

### **1.9 Часть 9. Надежность теплоснабжения**

#### **1.9.1 Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке системы теплоснабжения**

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций. Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии. Главный критерий надежности систем теплоснабжения – безотказная работа элемента (системы) в течение расчетного времени.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов  $n_{от}$  [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла  $Q_{ав}/Q_{расч}$ , где  $Q_{ав}$  – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал],  $Q_{расч}$  – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

1. Показатель надежности электроснабжения источников тепла ( $K_э$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения  $K_э = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 –  $K_э = 0,8$ ;

5,0 – 20 –  $K_э = 0,7$ ;

свыше 20 –  $K_э = 0,6$ .

2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла ( $K_в$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения  $K_в = 1,0$ ;

- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 –  $K_B = 0,8$ ;

5,0 – 20 –  $K_B = 0,7$ ;

свыше 20 –  $K_B = 0,6$ .

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ( $K_T$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топливоснабжения  $K_T = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного топливоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 –  $K_T = 0,8$ ;

5,0 – 20 –  $K_T = 0,7$ ;

свыше 20 –  $K_T = 0,6$ .

4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ( $K_B$ ).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

до 10 –  $K_B = 1,0$ ;

10 – 20 –  $K_B = 0,8$ ;

20 – 30 –  $K_B = 0,6$ ;

свыше 30 –  $K_B = 0,3$ .

5. Показатель уровня резервирования ( $K_P$ ) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

90 – 100 –  $K_P = 1,0$ ;

70 – 90 –  $K_P = 0,7$ ;

50 – 70 –  $K_P = 0,5$ ;

30 – 50 –  $K_P = 0,3$ ;

менее 30 –  $K_P = 0,2$ .

6. Показатель технического состояния тепловых сетей ( $K_C$ ), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

до 10 –  $K_C = 1,0$ ;

10 – 20 –  $K_C = 0,8$ ;

20 – 30 –  $K_C = 0,6$ ;

свыше 30 –  $K_C = 0,5$ .

7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ( $K_{отк}$ ), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

$$I_{отк} = \frac{n_{отк}}{3S} \left[ \frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}} \right],$$

Где  $n_{отк}$  – количество отказов за последние три года;

S — протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ( $K_{\text{отк}}$ ) определяется показатель надежности ( $K_{\text{отк}}$ ):

до 0,5 —  $K_{\text{отк}} = 1,0$ ;

0,5 — 0,8 —  $K_{\text{отк}} = 0,8$ ;

0,8 — 1,2 —  $K_{\text{отк}} = 0,6$ ;

свыше 1,2 —  $K_{\text{отк}} = 0,5$ .

8. Показатель относительного недоотпуска тепла ( $K_{\text{нед}}$ ) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{\text{нед}} = \frac{Q_{\text{ав}}}{Q_{\text{факт}}} \times 100 [\%],$$

Где  $Q_{\text{ав}}$  — аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

$Q_{\text{факт}}$  — фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ( $Q_{\text{нед}}$ ) определяется показатель надежности ( $K_{\text{нед}}$ ):

до 0,1 —  $K_{\text{нед}} = 1,0$ ;

0,1 — 0,3 —  $K_{\text{нед}} = 0,8$ ;

0,3 — 0,5 —  $K_{\text{нед}} = 0,6$ ;

свыше 0,5 —  $K_{\text{нед}} = 0,5$ ;

свыше 1,0 —  $K_{\text{нед}} = 0,2$ .

9. Показатель качества теплоснабжения ( $K_{\text{ж}}$ ), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = \frac{Д_{\text{жал}}}{Д_{\text{сумм}}} \times 100 [\%],$$

Где  $Д_{\text{сумм}}$  — количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$Д_{\text{жал}}$  — количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента ( $Ж$ ) определяется показатель надежности ( $K_{\text{ж}}$ ):

до 0,2 —  $K_{\text{ж}} = 1,0$ ;

0,2 — 0,5 —  $K_{\text{ж}} = 0,8$ ;

0,5 — 0,8 —  $K_{\text{ж}} = 0,6$ ;

свыше 0,8 —  $K_{\text{ж}} = 0,4$ .

10. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ( $K_{\text{над}}$ ) определяется как средний по частным показателям  $K_{\text{э}}$ ,  $K_{\text{в}}$ ,  $K_{\text{т}}$ ,  $K_{\text{б}}$ ,  $K_{\text{р}}$  и  $K_{\text{с}}$ :

$$K_{\text{над}} = \frac{K_{\text{э}} + K_{\text{в}} + K_{\text{т}} + K_{\text{б}} + K_{\text{р}} + K_{\text{с}} + K_{\text{отк}} + K_{\text{нед}} + K_{\text{ж}}}{n},$$

где  $n$  — число показателей, учтенных в числителе.

Системы теплоснабжения, признанные по общему показателю надежности высоконадежными и надежными, в части обеспечения элементной надежности внешними системами электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии могут признаваться ненадежными.

11. Общий показатель надежности систем теплоснабжения городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$K_{\text{над}}^{\text{сист}} = \frac{Q_1 \cdot K_{\text{над}}^1 + Q_2 \cdot K_{\text{над}}^2 + \dots + Q_n \cdot K_{\text{над}}^n}{Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n},$$

где  $K_{\text{над}}^1, K_{\text{над}}^2, \dots, K_{\text{над}}^n$  – значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$  – расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

Данные по расчету коэффициента надежности, систем теплоснабжения городского округа Курск, приведены в таблице 1.71.

**Таблица 1.71 - Показатели надежности системы теплоснабжения городского округа Курск**

№ п/п	Адрес источника	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		Кэ	Кв	Кт	Кб	Кр	Кс	Котк	Кнед	Кжал	Кнад
Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация»											
1	Курская ТЭЦ-1, г. Курск, Проспект Ленинского комсомола, д.20	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	1	0,83
2	Курская ТЭЦ-4, г. Курск, ул. Нижняя Набережная, д.9	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	1	0,83
3	Курская ПП «ТЭЦ СЗР», г. Курск, ул. 2-я Орловская, д.59	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	1	0,83
4	Котельная, ул. Ломоносова, д.44	0,8	0,8	0,8	1	0,3	0,5	0,8	0,8	1	0,76
5	Котельная, ЛОК УВД Урочище "Солянка"	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
Итого:		0,92	0,92	0,92	1	0,86	0,5	0,62	0,62	1	0,82
МУП "Гортеплосеть"											
6	Котельная, пос. Косиново	0,7	0,7	1	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
7	Котельная, ул. Пирогова, д.14	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
8	Котельная, ул. Скорятин, д.29	0,8	0,8	0,8	1	0,7	0,5	0,8	0,8	1	0,80
9	Котельная, Южный пер., д.16	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
10	Котельная, урочище "Солянка" профилакторий "Моква"	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
11	Котельная, поликлиника №5, ул. Казацкая, д.152	0,8	0,8	0,8	0,8	0,2	0,5	0,8	0,8	1	0,72
12	Котельная, "СОШ №9", ул. В. Казацкая, д.196	0,8	0,8	0,8	1	0,5	0,5	0,8	0,8	1	0,78
13	Котельная, "СОШ №12", ул. Полевая, д.17	0,8	0,8	0,8	0,6	0,2	0,5	0,8	0,8	1	0,70
14	Котельная, ул. Литовская, д.95/6	0,7	0,7	0,7	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,80
15	Котельная, Школа-интернат №4, ул. Ильича, д.31А	0,8	0,8	0,8	1	0,5	0,5	0,8	0,8	1	0,78

№ п/п	Адрес источника	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		Кэ	Кв	Кт	Кб	Кр	Кс	Котк	Кнед	Кжал	Кнад
16	Котельная, д/с №7 пр-к Ленинского комсомола, д.66	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
17	Котельная, 113 кв., ул. Бутко	1	1	0,6	1	0,3	0,5	0,8	0,8	1	0,78
18	Котельная "ул. Понизовка, 52"	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
<b>Итого:</b>		<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,79</b>	<b>0,95</b>	<b>0,72</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>1</b>	<b>0,80</b>
<b>ООО "ТГК"</b>											
19	Котельная ООО "ТГК"	1	1	1	1	1	1	0,8	1	1	0,98
<b>АО "ТЭСК"</b>											
20	ТЭЦ АО "ТЭСК"	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,00
<b>ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"</b>											
21	Котельная ГО и ЧС	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
22	Котельная ОГУЗ "ОДКИБ"	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
23	Котельная "СОШ №11"	0,8	0,8	0,8	1	0,2	0,5	0,8	0,8	1	0,74
24	Котельная "СОШ №16"	0,8	0,8	0,8	1	0,2	0,5	0,8	0,8	1	0,74
25	Котельная "СОШ №37"	0,8	0,8	0,8	1	0,3	0,5	0,8	0,8	1	0,76
26	Котельная Спорткомплекса	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
27	Котельная "Школа-интернат №3"	0,8	0,8	0,8	1	0,5	0,5	0,8	0,8	1	0,78
28	Котельная УГИБДД	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
29	Котельная "Конноспортивная СОШ"	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
30	Котельная ОКПТД	0,8	0,8	0,8	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,83
<b>Итого:</b>		<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>1</b>	<b>0,72</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>1</b>	<b>0,80</b>
<b>ООО "Агропроект"</b>											
31	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 23"	0,8	0,8	0,8	1	0,5	1	1	1	1	0,88
32	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 27"	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1	1	0,93
33	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 29"	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1	1	0,93

№ п/п	Адрес источника	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		Кэ	Кв	Кт	Кб	Кр	Кс	Котк	Кнед	Кжал	Кнад
34	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 35"	0,8	0,8	0,8	1	0,7	1	1	1	1	0,90
35	Котельная "ул. Рябиновая, 26А"	0,8	0,8	0,8	1	0,5	1	1	1	1	0,88
36	Котельная "ул. Рябиновая, 26В"	0,8	0,8	0,8	1	0,3	1	1	1	1	0,86
37	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 11"	0,8	0,8	0,8	1	0,2	1	1	1	1	0,84
38	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 13"	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1	1	0,93
39	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 15"	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1	1	0,93
40	Котельная "пр-т Н. Плевицкой, 17"	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1	1	0,93
<b>Итого:</b>		<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>1</b>	<b>0,72</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0,90</b>
<b>АО "ККХП"</b>											
41	Котельная АО "ККХП"	0,7	0,7	0,7	1	1	0,5	0,8	0,8	1	0,80
<b>ООО "СБМ"</b>											
42	Котельная «Пр-т Дружбы, 19Г»	0,8	0,8	0,8	0,8	0,2	1	1	1	1	0,82
<b>Итого СЦТ г. Курска:</b>		<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>	<b>0,97</b>	<b>0,78</b>	<b>0,75</b>	<b>0,85</b>	<b>0,88</b>	<b>1,00</b>	<b>0,86</b>



В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

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

Полученная надежность систем теплоснабжения городского округа Курск составляет 0,86, что определяет совокупный уровень надежности систем централизованного теплоснабжения, функционирующих в городском округе, как «надежные». Здесь следует отметить, что основной вклад в снижение надежности, формируется за счет потока отказов и величины аварийного недоотпуска в магистральных сетях, а также отсутствием резервного топлива и резервных линий электро- и водоснабжения на котельных малой мощности. При этом наиболее действенным и эффективным решением в части повышения надежности может быть реконструкция участков магистральных сетей с наибольшей концентрацией повреждений и наибольшим вкладом в величину аварийного недоотпуска.

### **1.9.2 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей**

Аварией на тепловых сетях считается ситуация, при которой при отказе элементов системы, сетей и источников теплоснабжения прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Согласно предоставленной информации Филиал ПАО «Квадра» - «Курская генерация» инциденты в тепловых сетях в 2021 году произошли 834 раза. Данные по инцидентам всех видов учета (включая повреждения при гидравлических испытаниях) за период 2018–2021 года представлены в разделе 1.3.8.

Следует отметить, что техническое состояние большей части сетей централизованного теплоснабжения находится в неудовлетворительном состоянии, и, по факту, на сетях происходит большое количество порывов со всеми сопутствующими негативными последствиями.

По информации, полученной от иных организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения города Курск, отказов тепловых сетей (аварий) за последние годы – не происходило. Отсутствие отказов способствует проведению технического обслуживания и системы ремонтов, проводимых в соответствии с графиками планово-предупредительного ремонта.

### **1.9.3 Частота отключений потребителей**

Согласно данным по отказам участков тепловой сети за период 2018 года по 2021 год (в разделе 1.3.9.).

### **1.9.4 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений**

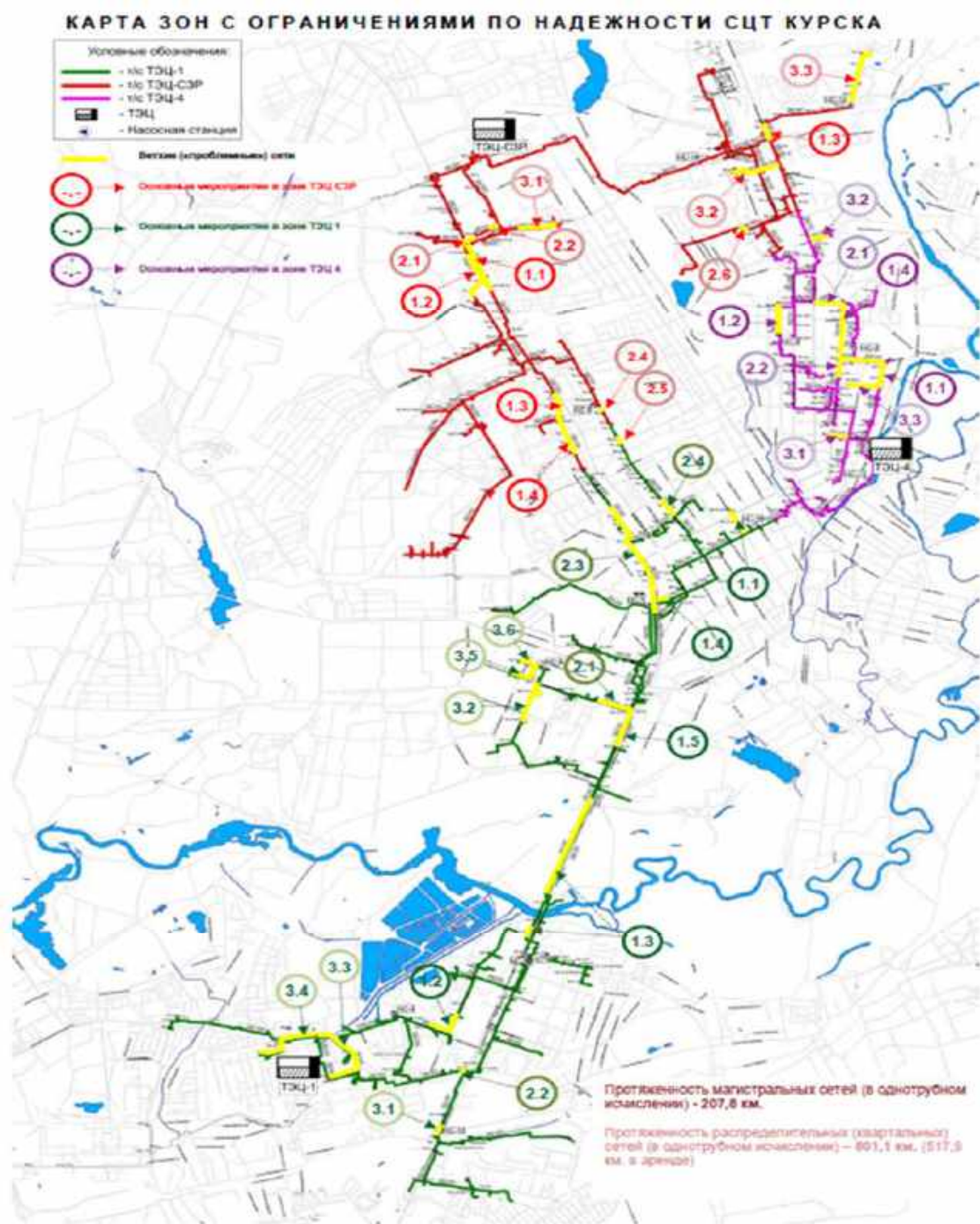
Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей и теплоснабжения потребителей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях и составляет 9,5 часов.

### **1.9.5 Графические материалы (карты тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**

В связи с отсутствием и (или) недостаточным объемом информации представленной теплоснабжающими организациями, согласно данных раздела 1.3.8, а также данных раздела 1.9.3, анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, необходимо провести при сле-

дующей актуализации схемы с разработкой детализированного плана мероприятий по приведению показателя в соответствии с требованиями п. 6.26 СП124.13330.2012."

Распределение зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения, приведены на схеме (см. рисунок 1.47).



**Рисунок 1.47 - Карта (схема) зон ненормативной надежности города Курска**

**1.9.6 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»**

Согласно постановления Правительства РФ №1114 от 17 октября 2015 г. «О расследовании причины аварийных ситуациях при теплоснабжении» применяются понятие «Аварийная ситуа-

ций» это технологическое нарушение, приведшее к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования), неконтролируемому взрыву и (или) выбросу опасных веществ, полному или частичному ограничению режима потребления тепловой энергии.

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001 № 191. Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

В аварийно-диспетчерской службе должна вестись статистика аварийных отключений участков тепловых сетей. Информация, заносимая в специальную форму, позволяет отслеживать время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, определять зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило. По отчетам серьезных аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Источники тепла работают в штатном режиме.

В связи с отсутствием и (или) недостаточным объемом информации представленной теплоснабжающими организациями, согласно данных раздела 1.3.8, при следующей актуализации схемы провести подробный анализ актуальных данных с определением фактического показателя характеризующего время аварийной недопоставки.

#### **1.9.7 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Статистика восстановлений теплоснабжения потребителей после аварий отсутствует. Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не должно превышать нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные распоряжением Министерства жилищно-коммунального хозяйства московской области №14 от 2 апреля 2010 года «Об утверждении Методических рекомендаций о порядке подготовки к отопительному периоду объектов жилищно-коммунального хозяйства в Московской области».

Время восстановления теплоснабжения потребителей, после аварийных отключений приведенных в п/п 1.3.10, укладывается в нормативные сроки.

#### **1.9.8 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Согласно предоставленным данным, за период предшествующий актуализации схемы теплоснабжения городского округа Курск с учетом реализации планов строительства, реконструкции тепловых сетей, увеличилось количество отказов в тепловых сетях.

## 1.10 Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

### 1.10.1 Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования

Раскрытие информации организациями, осуществляющими регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, производится согласно требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 5 июля 2013 года №570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования». Формы отчетности, заполненные в рамках стандартов раскрытия информации, должны находиться на сайтах теплоснабжающих организаций.

По состоянию на момент написания схемы теплоснабжения городского округа Курск из теплоснабжающих организаций, на своих официальных сайтах сведения о результатах финансово-хозяйственной деятельности в сфере теплоснабжения в соответствии с требованиями, установленными постановлением Правительства Российской Федерации:

- раскрыли филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация», МУП «Гортеплосеть», ООО «ТГК», АО «ТЭСК», ООО «Агропроект», ООО «СБМ»;
- не раскрыли (информация отсутствует): ГУПКО "Курскоблжилкомхоз", АО "ККХП".

Основными технико-экономическими показателями источников теплоснабжения является удельный расход топлива на выработку и отпуск тепловой энергии. Следует отметить, что данные по фактическим показателям, занесенные в таблицу, определялись исключительно на основании экономической отчетности предприятия и могут не отражать реального положения.

Основные эксплуатационные показатели работы источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии филиал ПАО «Квадра»-«Курская генерация» и АО "Теплоэнергосбытовая компания" за 2021 год, представлены в таблицах 1.72-1.79, соответственно.

**Таблица 1.72** - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (ПАО «Квадра»-«Курская генерация»)

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	с 2022г. ежегодно (план утв. Комитетом по тарифам и ценам)
Выработка тепловой энергии	Гкал	2295,0949	2204,8476
Расход тепла на собственные нужды	Гкал	6,0	5,791
Отпуск с коллекторов	Гкал	2295,0949	2204,8476
Потери тепловой энергии в т/с	Гкал	693,078	591,3516
I. Операционные расходы	тыс. руб.	706910,67	601951,41
I.1. Материалы на эксплуатацию (соль+спирт+прочее)	тыс. руб.	57358,45	42835,01
I.2. Затраты на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	85641,11	105338,07
I.3. Оплата труда	тыс. руб.	452389,07	400368,51
- Численность персонала	чел.	842,83	1254,7
- Средний размер зарплаты	руб./мес	44729,17	26591,25
I.4. Цеховые расходы	тыс. руб.	0	0
II. Общеэксплуатационные расходы	тыс. руб.	1050901,51	446424,98
II.1. Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	31689,6417	30669,5

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	с 2022г. ежегодно (план утв. Комитетом по тарифам и ценам)
II. 2. Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	163229,77	67452,03
II. 2.1. налог на имущество	тыс. руб.	53662,47	
II. 2.2 транспортный налог	тыс. руб.	476,54	
II. 2.3 плата за ПДВ	тыс. руб.	144,99	165,96
II. 2.4 расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	6473,44	3766,19
II. 2.5 плата за воду	тыс. руб.	13969,80	
II. 2.6 водный налог	тыс. руб.	28,36	
II. 2.7 общехозяйственные расходы	тыс. руб.	86931,83	
II. 2.8 расходы на предотвращение КОВИД-19	тыс. руб.	1542,34	
II. 3. Отчисления в фонд оплаты труда	тыс. руб.	137464,47	120911,29
II. 4. Амортизация основных производственных фондов	тыс. руб.	417841,64	225387,19
- первоначальная стоимость ОПФ на начало периода	тыс. руб.	12823701,35	12822071,58
- износ ОПФ	тыс. руб.		
- остаточная стоимость ОПФ на начало периода	тыс. руб.	5784503,68	5288350,38
II. 5. Арендная плата	тыс. руб.	5340,6	2004,98
II. 6. Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	295335,40	0
III. Внереализационные расходы	тыс. руб.	110488,67	129160,14
III.1. услуги банка	тыс. руб.	156,75	
III.2. расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс. руб.	99492,10	12772,78
III.3. создание запасов топлива	тыс. руб.	0	0
III.4. расчетная прибыль	тыс. руб.	0	44219,36
III.5. прочие внереализационные расходы		10839,82	0
III.6. Недополученный доход	тыс. руб.	0	72168,0
III.7. Избыток средств, полученный в предыдущем периоде	тыс. руб.	0	0
IV. Расходы на энергоресурсы	тыс. руб.	2365947,69	2383615,13
IV.1. Расход воды, руб.	тыс. м³	3 437,69	3397,364
	тыс. руб.	75147,93	25977,93
IV.2. Расход натурального топлива газа, руб.	тыс. м³	321540,43	319062,66
	тыс. руб.	1754746,49	1782701,534
IV.3. Расход мазута	тыс. т	13,45	14,314
	тыс. руб.	72,54	91,536
IV.4. Расход э/энергии	тыс. кВт*ч	8 421,18	8649,4
	тыс. руб.	59652,87	61731,75
Итого себестоимость	тыс. руб.	4234248,54	3561151,66
Себестоимость	руб./Гкал	<b>1844,91</b>	<b>1615,15</b>
Итого расходы до налогообложения	тыс. руб.	4234248,54	3561151,66
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения	тыс. руб.	9034,75	136,46
капитальные вложения на производство	тыс. руб.	0	0
прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	5025,96	0
прочие расходы	тыс. руб.	4008,79	136,46
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0
Единый налог	тыс. руб.	0	0
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	<b>4243283,29</b>	3561288,12
Тариф	руб./Гкал	<b>2229,20</b>	<b>2203,14</b>
Тариф с учетом НДС	руб./Гкал	<b>2675,04</b>	<b>2643,77</b>
Уровень рентабельности		0,2	0,004

**Таблица 1.73 – Стоимость покупки тепловой энергии для ПАО «Квадра»-«Курская генерация»**

№ п/п	Наименование показателя	ед.изм.	факт 2021 всего		
			всего	в воде	в паре
<b>1</b>	<b>Покупка теплоэнергии</b>	<b>тыс.Гкал</b>	<b>329,685</b>	<b>325,252</b>	<b>4,433</b>
	от ТГК	тыс.Гкал	232,480	232,480	0,000
	от Гортеплосети	тыс.Гкал	97,205	92,772	4,433
<b>2</b>	<b>Хоз нужды</b>	<b>тыс.Гкал</b>	<b>1,285</b>	<b>1,285</b>	<b>0,000</b>
	от ТГК	тыс.Гкал	1,285	1,285	0,000
	от Гортеплосети	тыс.Гкал	0,000	0,000	0,000
<b>3</b>	<b>Потери тепла от покупки</b>	<b>тыс.Гкал</b>	<b>94,662</b>	<b>94,304</b>	<b>0,357</b>
	от ТГК	тыс.Гкал	72,399	72,399	0,000
	от Гортеплосети	тыс.Гкал	22,263	21,906	0,357
<b>4</b>	<b>Полезный отпуск от покупки</b>	<b>тыс.Гкал</b>	<b>233,738</b>	<b>229,663</b>	<b>4,076</b>
	от ТГК	тыс.Гкал	158,796	158,796	0,000
	от Гортеплосети	тыс.Гкал	74,942	70,866	4,076
<b>5</b>	<b>Стоимость</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>473375,60</b>	464846,46	8529,14
	от ТГК	тыс.руб.	289161,24	289161,24	0,00
	от Гортеплосети	тыс.руб.	184214,36	175685,22	8529,14

**Таблица 1.74** – Плата за услуги по передачи тепловой энергии по тепловым сетям ООО «Курские внешние коммунальные сети»

Начисление	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	2021 год факт
Объем, Гкал	31155,88	32789,72	27452,80	18693,90	6977,95	5288,32	4214,05	5862,00	6738,80	15427,96	22632,76	22659,30	<b>199893,44</b>
Тариф на передачу т/э, руб. без НДС	157,21	157,21	157,21	157,21	157,21	157,21	160,62	160,62	160,62	160,62	160,62	160,62	<b>158,53</b>
Начисление, тыс. руб. без НДС	4898,02	5154,87	4315,85	2938,87	1097,00	831,38	676,86	941,55	1082,39	2478,04	3635,27	3639,54	<b>31689,64</b>



**Таблица 1.75 - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (МУП «Гортеплосеть»)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	2022г. (план)
Выработка тепловой энергии	Гкал	108053	106801
Расход тепла на собственные нужды	Гкал	3154	2888
Отпуск с коллекторов	Гкал	104899	103913
Получено тепловой энергии со стороны	Гкал		
Потери тепловой энергии в т/с	Гкал	963	394
Полезный отпуск тепла потребителям	Гкал	103936	103519
<b>Операционные расходы</b>		<b>75515,2</b>	<b>67105,6</b>
Материалы на эксплуатацию (соль+спирт+прочее)	тыс. руб.	558,7	290
Затраты на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	12599,5	3911,1
Оплата труда	тыс. руб.	57214,0	57685,3
Численность персонала	чел.	177	181
Средний размер зарплаты	руб.	26936,9	26558,61
Цеховые расходы	тыс. руб.	5143	5219,2
<b>Общексплуатационные расходы (неподконтрольные расходы)</b>	тыс. руб.	<b>27835,7</b>	<b>24922</b>
налог на имущество (прибыль)	тыс. руб.	2396,9	2046,2
обязательное страхование	тыс. руб.	147,5	15,7
транспортный налог	тыс. руб.	402	41,4
плата за ПДВ	тыс. руб.	10,5	20,7
прочие	тыс. руб.	53,5	
Отчисления в фонд оплаты труда	тыс. руб.	17300,3	17421
Амортизация основных производственных фондов	тыс. руб.	7525,0	4691,9
первоначальная стоимость ОПФ	тыс. руб.	153868,4	153957,7
износ ОПФ	тыс. руб.	48284,0	53065,2
остаточная стоимость ОПФ	тыс. руб.	105584,4	100892,5
Арендная плата	тыс. руб.		
<b>Внереализационные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>		
услуги банка	тыс. руб.		
проценты по кредитам банка	тыс. руб.		
создание запасов топлива	тыс. руб.		
расчетная прибыль	тыс. руб.		
Недополученный доход	тыс. руб.		754,9
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде	тыс. руб.		-527,5
<b>Расходы на энергоресурсы</b>		<b>112624,5</b>	<b>116580,9</b>
Расход воды, руб.	тыс. м³	21,8	30,7
	тыс. руб.	1100,6	809,9
Расход натурального топлива газа	тыс. м³	14269,7	15272,4
	тыс. руб.	86993,3	95703,0
Расход мазута	тыс. т		
Расход э/энергии	тыс. кВт*ч	3303,4	2659,5
	тыс. руб.	24530,6	20068,0
Покупная тепловая энергия	тыс. руб.		
Итого себестоимость	тыс. руб.	213578,5	206104,6
Удельная себестоимость	руб./Гкал	2054,90	1990,98
<b>Итого расходы до налогообложения</b>		<b>215975,4</b>	<b>208150,8</b>
<b>Расходы, относимые на прибыль после налогообложения</b>			<b>1830,8</b>
капитальные вложения на производство	тыс. руб.		
прибыль на социальное развитие	тыс. руб.		1830,8
прочие расходы	тыс. руб.		
Налог на прибыль	тыс. руб.		457,7

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	2022г. (план)
Единый налог	тыс. руб.		
<b>Необходимая валовая выручка</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>197995,9</b>	<b>210439,3</b>
Тариф	руб./Гкал	1904,98	2032,86
Тариф с учетом НДС	руб./Гкал	2285,97	2439,43
Уровень рентабельности			0,9

**Таблица 1.76 - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (АО «ТЭСК»)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	с 2022г. ежегодно (план)
Выработка тепловой энергии	Гкал	155149	165000
Расход тепла на собственные нужды	Гкал	4606	1528
Отпуск с коллекторов	Гкал	150543	163 472
Потери тепловой энергии в т/с	Гкал	6732	9426
Операционные расходы		35 006,17	30 501,74
Материалы на эксплуатацию (соль+спирт+прочее)	тыс. руб.	1210,15	2215,25
Затраты на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	16294,34	12 231,80
Оплата труда	тыс. руб.	14227,97	9691,98
Численность персонала	чел.	36	36
Средний размер зарплаты	руб.	36 933	37000
Цеховые расходы	тыс. руб.	1624,64	5314,37
Общексплуатационные расходы	тыс. руб.	1649,07	1048,34
налог на имущество	тыс. руб.	8 831,74	6318,00
транспортный налог	тыс. руб.	3,99	-
плата за ПДВ	тыс. руб.	18,51	15,84
Прочие налоги	тыс. руб.	81,79	90,75
Отчисления в фонд оплаты труда	тыс. руб.	2771,07	2 926,98
Амортизация основных производственных фондов	тыс. руб.	65 622,37	54 987,24
первоначальная стоимость ОПФ	тыс. руб.	1486918,05	1486918,05
износ ОПФ	тыс. руб.	577953,09	661884,58
остаточная стоимость ОПФ	тыс. руб.	908964,96	825033,46
Арендная плата	тыс. руб.	-	-
Внереализационные расходы	тыс. руб.	-	-
услуги банка	тыс. руб.	-	-
проценты по кредитам банка	тыс. руб.	-	-
создание запасов топлива	тыс. руб.	-	-
расчетная прибыль	тыс. руб.	-	2 011,76
Недополученный доход	тыс. руб.	-	4 380,92
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде	тыс. руб.	-	-
Расходы на энергоресурсы		122 535,64	139 599,09
Расход воды, руб.	тыс. м³	4,3	4,3
	тыс. руб.	89,96	58,21
Расход натурального топлива газа, руб.	тыс. м³	20 952,698	22 862,91
	тыс. руб.	122 421,10	139 540,88
Расход диз. топлива	тыс. т	0,001	-
	тыс. руб.	24,59	-
Расход э/энергии	тыс. кВт*ч	-	-
	тыс. руб.	-	-
Итого себестоимость	тыс. руб.	234 871,29	240 832,33
Себестоимость	руб./Гкал	<b>1633,19</b>	<b>1563,38</b>
Итого расходы до налогообложения		234 871,29	240 832,33
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения		-	-

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	с 2022г. ежегодно (план)
капитальные вложения на производство	тыс. руб.	-	-
прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	-	-
прочие расходы	тыс. руб.	-	-
Налог на прибыль	тыс. руб.	-	-
Единый налог	тыс. руб.	-	-
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	216 926,6	240 832,33
Тариф	руб./Гкал	<b>1508,41</b>	<b>1563,38</b>
Тариф с учетом НДС	руб./Гкал	<b>1810,10</b>	<b>1876,06</b>
Уровень рентабельности		-7,6	-

**Таблица 1.77** - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (ООО «ТГК»)

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	с 2022г. ежегодно (план)
Выработка тепловой энергии	Гкал	250727	247531,8
Расход тепла на собственные нужды	Гкал	4296	4205,8
Отпуск с коллекторов	Гкал	246431	243326
Получено тепловой энергии со стороны	Гкал		
Потери тепловой энергии в т/с	Гкал	8067	7321,5
Полезный отпуск тепла потребителям	Гкал	238364,6	236004,5
<b>Операционные расходы</b>	тыс. руб.	37656,64	37252,94
Материалы на эксплуатацию (соль+спирт+прочее)	тыс. руб.	4698,8	
Затраты на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	3123,94	
Оплата труда	тыс. руб.	22114,89	21927,20
Численность персонала	чел.	72	
Среднемесячный размер зарплаты	руб.	25595,9	
Цеховые расходы	тыс. руб.	50953,19	
<b>Общексплуатационные расходы</b>	тыс. руб.	10460,48	
налог на имущество	тыс. руб.	0	
транспортный налог	тыс. руб.	0	
плата за ПДВ	тыс. руб.	4,45	4,0
Отчисления в фонд оплаты труда	тыс. руб.	4912,96	6622,02
Амортизация основных производственных фондов	тыс. руб.	0	
первоначальная стоимость ОПФ	тыс. руб.		
износ ОПФ	тыс. руб.		
остаточная стоимость ОПФ	тыс. руб.		
Арендная плата	тыс. руб.	1839,72	374,14
<b>Внереализационные расходы</b>	тыс. руб.	6807,52	12936,07
услуги банка	тыс. руб.	155,4	
проценты по кредитам банка	тыс. руб.	2453,56	
создание запасов топлива	тыс. руб.		
расчетная прибыль	тыс. руб.		
Недополученный доход	тыс. руб.		
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде	тыс. руб.		
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	246994,4	275644,21
Расход воды, руб.	тыс. м³	904,3	873,4
	тыс. руб.	19697,8	19779,24
Расход натурального топлива газа, руб.	тыс. м³	32886,94	33944,95
	тыс. руб.	191921,22	203618,27
Расход мазут	тыс. т		
	тыс. руб.		

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	с 2022г. ежегодно (план)
Расход э/энергии	тыс.кВт*ч	12111,03	12102,41
	тыс. руб.	49889,19	52246,7
Покупная тепловая энергия	тыс. руб.		
Итого себестоимость	тыс. руб.	311016,99	336835,95
Удельная себестоимость	руб./Гкал	<b>1240,54</b>	<b>1360,78</b>
Итого расходы до налогообложения	тыс. руб.	311016,99	336835,95
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения	тыс. руб.		
капитальные вложения на производство	тыс. руб.		
прибыль на социальное развитие	тыс. руб.		
прочие расходы	тыс. руб.		
Налог на прибыль	тыс. руб.		
Единый налог	тыс. руб.		
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	311016,99	336835,95
Тариф	руб./Гкал	<b>1243,65</b>	
Тариф с учетом НДС	руб./Гкал	<b>1492,38</b>	
Уровень рентабельности		1,2	

**Таблица 1.78** - Техничко-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (ООО «Агропроект»)

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	с 2022г. ежегодно (план)
Выработка тепловой энергии	Гкал	24384,88	25796,832
Расход тепла на собственные нужды	Гкал	241,639	255,414
Отпуск с коллекторов	Гкал	24143,241	25541,418
Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	0	0
Потери тепловой энергии в т/с	Гкал	567,41	262,68
Полезный отпуск тепла потребителям	Гкал	23575,831	25278,738
<b>Операционные расходы</b>	тыс. руб.	6141,41	7885,97
Материалы на эксплуатацию (соль+спирт+прочее)	тыс. руб.	192,72	413,88
Затраты на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	2854,42	3762,66
Оплата труда	тыс. руб.	905,3	941,51
Численность персонала	чел.	3	3
Среднемесячный размер зарплаты	руб.	25147,22	26153,11
Цеховые расходы	тыс. руб.	0	0
<b>Общеэксплуатационные расходы</b>	тыс. руб.	1477,6	2028,1
налог на имущество	тыс. руб.	2,7	89,91
транспортный налог	тыс. руб.	0	0
плата за ПДВ	тыс. руб.	0	0
Отчисления в фонд оплаты труда	тыс. руб.	159	165,36
Амортизация основных производственных фондов	тыс. руб.	6603,8	7439,4
первоначальная стоимость ОПФ	тыс. руб.	152689,2	184772,2
износ ОПФ	тыс. руб.	14375,8	26367,6
остаточная стоимость ОПФ	тыс. руб.	138313,4	158404,6
Арендная плата	тыс. руб.	552,37	574,46
<b>Внереализационные расходы</b>	тыс. руб.	7170,1	7249,37
услуги банка	тыс. руб.	20,49	71,68
проценты по кредитам банка	тыс. руб.	6636,33	6636,33
создание запасов топлива	тыс. руб.	0	0
расчетная прибыль	тыс. руб.	0	0
Недополученный доход	тыс. руб.	6813,02	0
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде	тыс. руб.	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2021г. (факт)	с 2022г. ежегодно (план)
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	26359,34	34910,73
Расход воды, руб.	тыс. м³	0,61	0,63
	тыс. руб.	13,45	14,56
Расход натурального топлива газа, руб.	тыс. м³	3011,247	3721,61
	тыс. руб.	22632	30628,14
Расход резервного топлива	тыс. т	0	0
	тыс. руб.	0	0
Расход э/энергии	тыс.кВт*ч	432,776	453,907
	тыс. руб.	3713,89	4268,03
Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	0	0
Итого себестоимость	тыс. руб.	46708,11	58033,83
Удельная себестоимость	руб./Гкал	<b>1981,19</b>	<b>2295,76</b>
Итого расходы до налогообложения	тыс. руб.	46708,11	58033,83
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения	тыс. руб.	0	0
капитальные вложения на производство	тыс. руб.	0	0
прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	0	0
прочие расходы	тыс. руб.	0	0
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0
Единый налог	тыс. руб.	430,76	458,45
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	39895,09	58033,83
Тариф	руб./Гкал	<b>1387,58</b>	<b>1440,35</b>
Тариф с учетом НДС	руб./Гкал	<b>1665,1</b>	<b>1728,42</b>

**Таблица 1.79 - Технико-экономические показатели организации при осуществлении деятельности по выработке тепловой энергии (ООО «СБМ»)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 (факт)	2022 (план)
Выработка тепловой энергии	Гкал	6013,665	4677,57
Расход тепла на собственные нужды	Гкал	67,353	79,63
Отпуск с коллекторов	Гкал	5946,312	4597,94
Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	0	0
Потери тепловой энергии в т/с	Гкал	598,32	0
Полезный отпуск тепла потребителям	Гкал	5356,992	4597,94
Операционные расходы		1155,60	930,81
Материалы на эксплуатацию (соль+спирт+прочее)	тыс. руб.	220,0	4,12
Затраты на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	179,6	759,6
Оплата труда	тыс. руб.	0	0
Численность персонала	чел.	0	0
Средний размер зарплаты	руб.	0	0
Цеховые расходы	тыс. руб.	53,21	0,64
Общексплуатационные расходы	тыс. руб.	84	166,45
налог на имущество	тыс. руб.	0	0
транспортный налог	тыс. руб.	0	0
плата за ПДВ	тыс. руб.	0	0
Отчисления в фонд оплаты труда	тыс. руб.	0	0
Амортизация основных производственных фондов	тыс. руб.	456,06	0
первоначальная стоимость ОПФ	тыс. руб.	9 148,86	9 148,86
износ ОПФ	%	21	25
остаточная стоимость ОПФ	тыс. руб.	000	000
Арендная плата	тыс. руб.	672,0	6,24
Внереализационные расходы	тыс. руб.	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 (факт)	2022 (план)
услуги банка	тыс. руб.	0	0
проценты по кредитам банка, займам	тыс. руб.	0	0
создание запасов топлива	тыс. руб.	0	0
расчетная прибыль	тыс. руб.	- 930,69	0
Недополученный доход	тыс. руб.		
Избыток средств, полученный в предыдущем	тыс. руб.	0	0
Расходы на энергоресурсы			
Вода, руб.	тыс. м <sup>3</sup>	0,388	0,14
	тыс. руб.	7,67	3,27
Основное топлива	тыс. м <sup>3</sup>	810,504	643,71
	тыс. руб.	5986,61	4859,11
Резервное топливо	тыс. т	0	0
	тыс. руб.	0	0
Электрическая энергия	тыс.кВт*ч	97,82	95,04
	тыс. руб.	838,84	861,11
Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	0	0
Итого себестоимость	тыс. руб.	8562,64	9698,72
Себестоимость	руб./Гкал	1598,40	2109,36
Итого расходы до налогообложения			
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения тыс. руб.			
капитальные вложения на производство	тыс. руб.		
прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	0	0
прочие расходы	тыс. руб.		
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0
Единый налог	тыс. руб.	64,0	67,28
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	7631,95	6728,46
Тариф	руб./Гкал		
Тариф с учетом НДС	руб./Гкал	1387,36-I полугодие 1468,22-II полугодие	1463,36-I полугодие 1463,36-II полугодие

По итогам работы теплоснабжающих организаций основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо, расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала. Высокая доля затрат на топливо свидетельствует о низкой энергетической эффективности оборудования и подчеркивает необходимость выполнения работ по модернизации источников тепловой энергии.

Отсутствие затрат на амортизацию основных производственных фондов, текущий и капитальный ремонт свидетельствует об отсутствии воспроизводства основных производственных фондов и износе оборудования.

#### **1.10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Изменения касаются количества вырабатываемого тепла, собственных нужд, отпуска тепловой энергии в тепловую сеть и потерь в тепловых сетях.

## **1.11 Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

### **1.11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет**

Динамика утвержденных тарифов организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения городского округа Курск, по данным комитета по тарифам и ценам Курской области, приведена в таблицах 1.80-1.86.

**Таблица 1.80** - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ПАО «Квадра»-«Курская генерация»

Тариф	Наименование группы потребителей, для которой назначается тариф	Значение тарифа руб./Гкал (без НДС)			
		2020г.	2021г.	2022г.	начиная с 2023г. (план)
1. Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям; в воде; одноставочные, руб/Гкал	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения	<b>1515,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>1569,60</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	<b>1569,60</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>1632,38</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	<b>1632,38</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>1844,59</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	<b>2854,02</b>
	Население	<b>1515,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>1569,60</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	<b>1569,60</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>1632,38</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	<b>1632,38</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>1705,83</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	
2. Тарифы на теплоноситель – воду; одноставочные, руб/м³	Тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источником (источниками) тепловой энергии, на котором производится теплоноситель	<b>20,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>24,68</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	<b>24,68</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>25,67</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	<b>25,64</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>25,64</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	<b>25,52</b>
	Тарифы на теплоноситель, поставляемый потребителям	<b>20,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>24,68</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	<b>24,68</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>25,67</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	<b>25,64</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>25,64</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	
3. Двухкомпонентные тарифы на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячее водоснабжение)	Бюджетные и прочие потребители	Компонент на теплоноситель, руб/м³: <b>20,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>24,68</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1515,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>1569,60</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	Компонент на теплоноситель, руб/м³: <b>24,68</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>25,67</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1569,60</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>1632,38</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	Компонент на теплоноситель, руб/м³: <b>25,64</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>25,64</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1632,38</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>1844,59</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	Компонент на теплоноситель, руб/м³: <b>25,52</b>  Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>2854,02</b>



Тариф	Наименование группы потребителей, для которой назначается тариф	Значение тарифа руб./Гкал (без НДС)			
		2020г.	2021г.	2022г.	начиная с 2023г. (план)
	Население	Компонент на теплоноситель, руб/м³: <b>20,58</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>21,31</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1515,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>1569,60</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	Компонент на теплоноситель, руб/м³: <b>21,31</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>22,16</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1569,60</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>1632,38</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	Компонент на теплоноситель, руб/м³: <b>22,16</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>23,16</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1632,38</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>1705,83</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	
4. Двухкомпонентные тарифы на горячую воду в закрытых системах горячего водоснабжения	Бюджетные и прочие потребители	Компонент на холодную воду, руб/м³: <b>17,73</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>21,28</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1515,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>1569,60</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	Компонент на холодную воду, руб/м³: <b>21,28</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>22,24</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1569,60</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>1632,38</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	Компонент на холодную воду, руб/м³: <b>22,24</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>22,81</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1632,38</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>1844,59</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	Компонент на холодную воду, руб/м³: <b>20,53</b>  Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>2861,06</b>

Тариф	Наименование группы потребителей, для которой назначается тариф	Значение тарифа руб./Гкал (без НДС)			
		2020г.	2021г.	2022г.	начиная с 2023г. (план)
	Население	Компонент на холодную воду, руб/м³: <b>17,73</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>18,37</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1515,57</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>1569,60</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	Компонент на холодную воду, руб/м³: <b>18,37</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>19,10</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1569,60</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>1632,38</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	Компонент на холодную воду, руб/м³: <b>19,10</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>19,96</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.) Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб/Гкал: <b>1632,38</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>1705,83</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	
5. Тарифы на питьевую воду, руб/м³	Все потребители г.Курска	<b>26,65</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>29,51</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	<b>29,51</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>29,59</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	<b>29,59</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>31,69</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	<b>34,22</b>
6. Тарифы на техническую воду, руб/м³	Все потребители г.Курска	<b>0,96</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>1,11</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	<b>1,07</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>1,07</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	<b>1,07</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>1,26</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	<b>1,33</b>
7. Тарифы на транспортировку сточных вод	Все потребители г.Курска	<b>2,27</b> (с 01.01.2020 г. по 30.06.2020 г.) <b>2,37</b> (с 01.07.2020 г. по 31.12.2020 г.)	<b>2,37</b> (с 01.01.2021 г. по 30.06.2021 г.) <b>30,29</b> (с 01.07.2021 г. по 31.12.2021 г.)	<b>8,13</b> (с 01.01.2022 г. по 30.06.2022 г.) <b>8,13</b> (с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г.)	<b>8,63</b>

**Таблица 1.81** - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для МУП «Гортеплосеть»

Наименование группы для которой назначается тариф	Значение тарифа									
	2020г.			2021г.			2022г.			2023г.
	1 полуг.	2 полуг.	Документ	1 полуг.	2 полуг.	Документ	1 полуг.	2 полуг.	Документ	1 полуг. 2 полуг.
Теплосетевые и теп-	Тепловая энергия в горячей воде (отпуск с коллекторов), руб./Гкал (без НДС)									

Наименование группы для которой назначается тариф лоснабжающие орга- низации	Значение тарифа										
	2020г.			2021г.			2022г.			2023г.	
	1 полуг.	2 полуг.	Документ	1 полуг.	2 полуг.	Документ	1 полуг.	2 полуг.	Документ	1 полуг.	2 полуг.
	1795,8	1860,40	Постановление комитета по тари- фам и ценам Курской области от 01 ноября 2019 года № 31 (приложение № 3)	1860,40	1946,44	Постановление комитета по тари- фам и ценам Курской области от 11 декабря 2020 года № 46 (приложение № 3)	1946,44	2133,33	Постановление комитета по тари- фам и ценам Кур- ской области от 29 ноября 2021 года № 62 (при- ложение № 3)	2133,33	2346,66
	Тепловая энергия в паре (отпуск с коллекторов), руб./Гкал (без НДС)										
	1837,9	1893,02	Договор на от- пуск тепловой энергии в горячей воде и паре с ПАО «Квадра»- «Курская генера- ция» от 13.01.2020г. № 04КГ-01/2020	1893,02	1957,09	Договор на от- пуск тепловой энергии в горячей воде и паре с ПАО «Квадра»- «Курская генера- ция» от 17.02.2021г. № 04КГ-24/2021	1957,09	2043	Договор на отпуск тепловой энергии в горячей воде и паре с ПАО «Квадра»- «Кур- ская генерация» от 25.02.2022г. № 04КГ-57/2021	2042,98	2247,28
Прочие, бюджетные потребители	Тепловая энергия в горячей воде, руб./Гкал (без НДС)										
	2615,20	2707,42	Постановление комитета по тари- фам и ценам Курской области от 01 ноября 2019 года № 31 (приложение № 5)	2707,42	2840,10	Постановление комитета по тари- фам и ценам Курской области от 11 декабря 2020 года № 46 (приложение № 5)	2487,77	2487,8	Постановление комитета по тари- фам и ценам Кур- ской области от 29 ноября 2021 года № 62 (при- ложение № 5)	2487,77	2736,55
Население	Тепловая энергия в горячей воде, руб./Гкал (с учетом НДС)										
	1818,7	1884,15	Постановление комитета по тари- фам и ценам Курской области от 01 ноября 2019 года № 31 (приложение № 5)	1884,15	1995,31	Постановление комитета по тари- фам и ценам Курской области от 11 декабря 2020 года № 46 (приложение № 5)	1995,31	2125	Постановление комитета по тари- фам и ценам Кур- ской области от 29 ноября 2021 года № 62 (при- ложение № 5)	2125,01	2210,01

**Таблица 1.82** - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для АО «ТЭСК»

Наименование группы потребителей, для которой назначается тариф	Значение тарифа руб./Гкал (без НДС)				Документ, в соответствии с которым назначен тариф
	2020г.	2021г.	2022г.	начиная с 2023г.	
Тариф на тепловую энергию, поставляемую потребителям	1440,61 – с 01.01.20 по 30.06.20 1483,86 – с 01.07.20 по 31.12.20	1483,86 – с 01.01.21 по 30.06.21 1537,83 – с 01.07.21 по 31.12.21	1537,83 – с 01.01.22 по 30.06.22 1592,13 – с 01.07.22 по 31.12.22	1592,13 – с 01.01.23 по 30.06.23 1592,13 – с 01.07.23 по 31.12.23	Постановление Комитета по тарифам и ценам Курской области №48 от 14.12.2018 г. (в редакции постановления №73 от 17.12.2019 г., №45 от 11.12.2020г., №50 от 16.11.2021г.)

**Таблица 1.83** - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ООО «ТГК»

Наименование группы, для которой назначается тариф	Значение тарифа руб./Гкал (без НДС)				Документ, в соответствии с которым назначен тариф
	2020г. (с 01.07.2020 по 30.06.2021)	2021г. (с 01.07.2021 по 30.06.2022)	2022г. (с 01.07.2022 по 31.12.2022)	начиная с 2023г.	
Бюджетные и прочие потребители	1181,40	1322,54	1381,66	1270,85	Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 07.12.2018 г. №41 «О тарифах на тепловую энергию, теплоноситель, горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), поставляемые ООО «Теплогенерирующая компания» потребителям на 2019 – 2023 годы» с изменениями
Население	1181,40	1251,81	1333,17	1270,85	

**Таблица 1.84** - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ГУПКО "Курскоблжилкомхоз"

Наименование группы, для которой назначается тариф	Значение тарифа руб./Гкал (без НДС)								Документ, в соответствии с которым назначен тариф
	2020		2021		2022		2023		
	01.01.20	01.07.20	01.01.20	01.07.20	01.01.20	01.07.20	01.01.20	01.07.20	
	20 -	20 -	21 -	21 -	22 -	22 -	23 -	23 -	
	30.06.20	31.12.20	30.06.20	31.12.20	30.06.20	31.12.20	30.06.20	31.12.20	
	20	20	21	21	22	22	23	23	
Потребители, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения (без НДС)	2560,52	2662,95	2653,36	2653,36	2653,36	2749,3	2606,01	2779,68	Постановление комитета по тарифам и ценам Курской области от 14.12.2018 г. №53 О тарифах на тепловую энергию, поставляемую ГУПКО

Наименование группы, для которой назначается тариф	Значение тарифа руб./Гкал (без НДС)								Документ, в соответствии с которым назначен тариф
	2020		2021		2022		2023		
	01.01.20 20 - 30.06.20 20	01.07.20 20 - 31.12.20 20	01.01.20 21 - 30.06.20 21	01.07.20 21 - 31.12.20 21	01.01.20 22 - 30.06.20 22	01.07.20 22 - 31.12.20 22	01.01.20 23 - 30.06.20 23	01.07.20 23 - 31.12.20 23	
Население (с учетом НДС)	2617,72	2617,72	2617,72	2732,57	2732,57	2896,52	2927,63	3038,88	"Курскоблжилкомхоз" потребителям, на 2019 - 2023 годы (с изменениями на 16 ноября 2021 года) (в ред. постановлений комитета по тарифам и ценам Курской области от 17.12.2019 №72, от 16.11.2020 №22, от 16.12.2020 №63, от 26.10.2021 №35, от 16.11.2021 №55)

**Таблица 1.85** - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ООО «Агропроект»

Наименование группы потребителей, для которой назначается тариф	Значение тарифа руб./Гкал (без НДС)				Документ, в соответствии с которым назначен тариф
	2020г.	2021г.	2022г.	начиная с 2023г.	
Население	1665,1	1665,1	1728,42	1764,88	Постановление Комитета по тарифам и ценам Курской области №52 от 03.12.2019 Постановление Комитета по тарифам и ценам Курской области №75 от 14.12.2021

**Таблица 1.86** - Тарифы за отпущенную тепловую энергию (теплоноситель), услуги по передаче тепловой энергии для ООО «СБМ»

Наименование группы, для которой установлен тариф	Значение тарифа руб/Гкал (с НДС)				Документ, в соответствии с которым назначен тариф
	2020	2021	2022	2023	
Население	с 01.01.2020 г. по 30.07.2020г. -1372,08 с 01.07.2020 г. по 31.12.2020г.- 1387,36	с 01.01.2021 г. по 30.07.2021г. -1387,36 с 01.07.2021 г. по 31.12.2021г.- 1468,22	с 01.01.2020 г. по 30.07.2020г. -1463,36 с 01.07.2020 г. по 31.12.2020г.- 1463,36	с 01.01.2021 г. по 30.07.2021г. -1463,36 с 01.07.2021 г. по 31.12.2021г.- 1521,89 план	Постановление № 35 от 12.11.2019 Постановление № 25 от 19.10.2021

#### 1.11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки системы теплоснабжения

Для утверждения тарифа на тепловую энергию производится экспертная оценка предложений об установлении тарифа на тепловую энергию. В тариф входят такие показатели как: выработка тепловой энергии, собственные нужды источника тепла, потери тепловой энергии, отпуск

тепловой энергии, закупка топлива и прочих материалов на нужды предприятия, плата за электроэнергию, холодное водоснабжение, оплата труда работникам предприятия, арендные расходы и налоговые сборы и прочее.

На основании вышеперечисленного формируется цена тарифа на тепловую энергию, которая проходит слушания и защиту в комитете по тарифам и ценам Курской области.

В целях утверждения единых тарифов для потребителей коммунальных услуг населения города Курска (за исключением потребителей непосредственно присоединенных к коллекторам и сетям ПАО "Квадра", а также теплосетевых организаций приобретающих тепловую энергию на отдельные объекты), формирование тарифа на тепловую энергию производится по замыкающей цене. При этом в экономически обоснованных расходах ЕТО ПАО "Квадра", действующей в пределах границ муниципального образования, учитываются также и затраты на приобретение тепловой энергии у теплоснабжающих организаций. При этом основной целью осуществления регулирования конечных цен указанным способом, является формирование стоимости коммунальных услуг по единой цене, для потребителей тепловой энергии, подключенных к объектам теплоснабжения прочих теплоснабжающих организаций. Соответственно уполномоченным органом, осуществляющим функции государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию, производится экспертная оценка предложений от всех организаций в части предложений об установлении экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по всем статьям расходов.

На основании указанной оценки и обоснованных корректировок формируются цены (тарифы) на тепловую энергию, которые после проведения слушаний, утверждаются Решением комитета по тарифам и ценам Курской области.

Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию, на момент актуализации схемы теплоснабжения представлена в п.1.11.1.

Однако при явном преимуществе такой системы ценообразования (в части обеспечения единой тарифной политики по отношению к потребителям коммунальных услуг (населению) в пределах городской черты), существуют значительные недостатки внутриузлового перекрестного субсидирования, в числе которых, можно указать:

- отсутствие заинтересованности снижения производственных издержек, при производстве тепловой энергии на источниках тепла с высокой себестоимостью производства;
- отсутствие заинтересованности в установке приборов учета тепловой энергии в условиях падающего спроса (реализация программ повышения энергетической эффективности в потребительском секторе и риск влияния более теплой погоды на снижение валовой выручки);
- отсутствие заинтересованности в части вывода из эксплуатации неэффективных котельных, путем перевода тепловой нагрузки на сети более эффективных источников тепловой энергии;
- отсутствие заинтересованности повышения эффективности при эксплуатации передаточных устройств (распределительных сетей и ЦТП) снижающих базу валовой выручки при передаче тепловой энергии и теплоносителей);
- отсутствие заинтересованности в установке приборов коммерческого учета на границе балансовой принадлежности смежных сетей.

### 1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемые здания, строения, сооружения.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

Информация по установлению платы за подключение к системе теплоснабжения теплоснабжающими организациями городского округа Курск, предоставлена Комитетом по тарифам и ценам Курской области.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика, установленная для филиала ПАО «Квадра» – «Курская генерация» постановлением Комитета по тарифам и ценам Курской области от 19.10.2021 №31, приведена в таблице 1.87.

**Таблица 1.87** - Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика, установленная для филиала ПАО «Квадра» – «Курская генерация на 2022 г.

№ п/п	Показатели	в тыс. руб./Гкал./ч
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	52,301
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе при наличии дифференциации:	6194,221
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	6194,221
2.2.1.	канальная прокладка	6194,221
2.2.1.1.	до 250 мм	6194,221
2.2.2.	бесканальная прокладка	-
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	-
4	Налог на прибыль	-

В соответствии с постановлением Комитета по тарифам и ценам Курской области от 19.12.2019 №76 плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения АО «ТЭСК» объектов АО «Курский завод крупнопанельного домостроения им. А.Ф. Дериглазова» на 2020-2023 гг. установлена в размере 550763,78 тыс. руб. (без НДС).

Плата за подключение к системам теплоснабжения прочих теплоснабжающих организаций на 2022 г. не устанавливалась.

#### **1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

По информации, полученной от организаций занятых в сфере теплоснабжения городского округа Курск, Комитета по ценам и тарифам Курской области плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей – не устанавливалась. Теплоснабжающие организации по данному вопросу в Комитет не обращались. По данным полученным от теплоснабжающих организаций плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности – не взимается.

#### **1.11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Прирост тарифа на тепловую энергию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения приведен в п/п 1.11.1.

### **1.12 Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения**

#### **1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Функционирование систем централизованного теплоснабжения города Курск оценивается как удовлетворительное. В ходе общего анализа систем выявлен ряд факторов, негативно влияющих на качественную, эффективную работу систем теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения можно выделить следующие составляющие:

##### **1. Износ тепловых сетей**

Износ тепловых сетей – это наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения. Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности, вызванному коррозией и усталостью металла, так и разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Уменьшению срока эксплуатации трубопроводов способствует существенное подтопление каналов и тепловых камер магистральных и внутриквартальных тепловых сетей из систем водопровода и канализации. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды. Также отложения уменьшают проходной (внутренний) диаметр трубопроводов, что приводит к снижению давления воды на вводе у потребителей и повышению давления в прямой магистрали на источнике, а, следовательно, увеличению затрат на электроэнергию вследствие необходимости задействования дополнительных мощностей сетевых насосов.



Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем замены трубопроводов и реконструкции тепловых сетей.

## 2. Разбалансировка потребителей

Фактические температурные графики отпуска тепла с источников тепла не соответствуют утверждённым графикам регулирования. Отличие разниц температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе относительно температурного графика на источниках тепла свидетельствует о не точной гидравлической регулировке тепловых сетей. Отсутствие гидравлической наладки ведет к несоответствию расхода теплоносителя через систему отопления расчетному для каждого потребителя. В таких условиях велика вероятность отсутствия его циркуляции в наиболее удаленных от источника участках тепловой сети. Нарушение теплового и гидравлического режимов тепловой сети (завышенный расход теплоносителя) ведет к изменению температурного графика в системе отопления отдельных потребителей. Данное изменение температурного графика является частой причиной недотопа или перетопа. Последствия таких изменений у потребителей проявляется в виде ухудшения условий в отапливаемых помещениях. Недогрев сетевой воды приводит также, и к увеличению фактического расхода сетевой воды.

Неравномерность температуры на вводе к потребителям по территории поселения приводит к «перетопу» (превышению нормативной температуры внутреннего воздуха) потребителей, находящихся наиболее близко к магистральным сетям и «недотопу» конечных потребителей. Установка автоматики погодозависимого регулирования и установка общедомовых приборов учета тепловой энергии позволит оптимизировать расход тепловой энергии и обеспечит поддержание комфортных температур внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях.

## 3. Отсутствие приборов коммерческого учета расхода тепловой энергии на ряде источников тепла и большей части потребителей

Отсутствие приборов учета тепловой энергии на всех на источниках тепловой энергии. Необходимость установки приборов учета тепловой энергии на источнике установлена Федеральным законом от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Отсутствие приборов учета у источников и потребителей не позволяет оценить фактическую выработку тепловой энергии источниками тепла и фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем.

В городе Курске нет программы установки приборов коммерческого учета тепловой энергии у потребителей, что не стимулирует теплоснабжающие организации к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.

## 4. Отсутствие автоматизированных тепловых пунктов у потребителей

Отсутствие автоматики тепловых пунктов у потребителей приводит к работе индивидуальных водяных подогревателей с постоянным максимальным расходом сетевой воды, независимо от водоразбора и, как следствие к перетопам в переходные периоды работы системы теплоснабжения. Установка автоматики позволит улучшить параметры микроклимата в отапливаемых помещениях и снизить затраты денежных средств на отопление.

## 5. Высокая степень износа оборудования ряда котельных. Отсутствие резервного или аварийного топлива на котельных кроме котельной пос. Косиново

## 6. Большой износ внутридомовых систем

Большая часть внутридомовых систем засорена, что вынуждает производить регулирование отпуска тепловой энергии не только качественным, но и количественным способом. При этом увеличивается расход сетевой воды от источника. Большая часть элеваторных узлов разрегулирована или в нерабочем состоянии, в отдельных местах элеваторы отсутствуют, в результате чего к потребителю подается теплоноситель и ГВС выше нормативной температуры, что значительно снижает энергоэффективность системы теплоснабжения.

#### 7. Наличие открытой системы ГВС

Большинство абонентов, подключенные по открытой схеме горячего водоснабжения, не имеют регуляторы температуры.

8. Отсутствие систем химводоочистки для приготовления подпиточной воды на некоторых отопительных котельных МУП «Гортеплосеть».

9. Недостаточная загрузка парогазовой установки (ПГУ), установленной на ПП «ТЭЦ СЗР», в межотопительный период.

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения). Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения – это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей.

В системе теплоснабжения городского округа Курск имеются проблемы, существенно снижающие надежность, качество и экономическую эффективность теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения городского округа можно выделить:

#### 1. Системные проблемы

- отсутствие у теплоснабжающих организаций, как средств (источников) необходимых для финансирования, как энергоэффективных мероприятий, так и мероприятий по повышению надежности, а равно и реальных стимулов для реализации таких мероприятий;
- отсутствие определенности с дальнейшей схемой управления муниципальными активами (не урегулированы вопросы дальнейшей эксплуатации, поддержания и улучшения состояния сетей и котельных), которые могут быть реализованы, либо через механизм концессионных соглашений, либо иным законным способом;
- отсутствие энергетических обследований тепловых сетей и котельных.

#### 2. Проблемы на источниках тепловой энергии:

- износ и старение котельного оборудования;
- невысокие КПД котельных агрегатов и, как следствие, повышенные удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии в котельных;
- низкий уровень автоматизации котельных;
- отсутствие резервного и аварийного топлива.

#### 3. Проблемы в тепловых сетях:

- высокая степень износа тепловых сетей;

- неоптимальное соотношение материальной характеристики сетей, по отношению к величине фактически используемой мощности;

#### 4. Проблемы в системах потребления услуг теплоснабжения:

- низкая степень охвата потребителей приборами учета тепла и средствами регулирования теплопотребления и как следствие неточность в оценке тепловых нагрузок потребителей;
- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;
- отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов при отсутствии приборов учета тепловой энергии у потребителей.

Наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. Основной причиной технологических нарушений в тепловых сетях (разрушение теплопроводов или арматуры, образование свищей вследствие коррозии теплопроводов, гидравлическая разрегулировка тепловых сетей) является высокий износ сетевого хозяйства. Более 70% тепловых сетей городского округа уже выработала свой ресурс.

- высокий уровень потерь из-за обветшания тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей (гидравлическое разрегулированные) и сопутствующие этому фактору «недотопы» и «перетопы» зданий;
- устаревшие технологии тепло- и гидроизоляции трубопроводов;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей.

Не менее важным является работоспособность основного оборудования котельных. Основное оборудование источников тепла городского округа, как правило, имеет высокую степень износа. Фактический срок службы части оборудования котельных больше предусмотренного технической документацией. Это оборудование физически и морально устарело и существенно уступает по экономичности современным образцам. Причина такого положения состоит в отсутствии средств у собственника или эксплуатирующей организации для замены оборудования на более современные аналоги. Износ оборудования котельных приводит к снижению производительности котлов и увеличению удельных расходов. Кроме того, износ оборудования котельных не позволяет в полной мере обеспечить необходимые температурные и гидравлические режимы работы систем теплоснабжения. Решению данной проблем следует уделить особое внимание и вопросы, связанные с техническим состоянием источников тепла, не должны становиться объектом пристального внимания на всех уровнях управления только в период подготовки к очередному отопительному сезону.

Отсутствие должного уровня средств автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска тепла приводит к невысокой экономичности даже неизношенного основного оборудования котельных, находящегося в хорошем техническом состоянии.

В части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей. Расстояние между источниками тепловой энергии в основном превышают

радиусы эффективного теплоснабжения, что делает строительство переемычек экономически нецелесообразным.

Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплоснабжающих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

#### **Выводы:**

1. Система теплоснабжения городского округа Курск выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям и требованиям нормативных документов.

2. Необходимы инвестиции для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения городского округа.

3. Необходимо осуществлять мероприятия по плановому ремонту и реконструкции источников тепла, своевременно перекладывать тепловые сети, отработавшие нормативный срок службы.

4. С целью снижения внутриузлового перекрестного субсидирования необходимо сформировать программу оптимизации мощности основного оборудования котельных с учетом реализации следующих принципов:

- осуществить строительство объектов инженерной инфраструктуры, с целью переключения потребителей от котельных, находящихся в радиусе эффективного теплоснабжения базовых источников тепловой энергии с увеличением загрузки теплофикационного цикла;
- капитальный ремонт, замену и или реконструкцию основных средств котельных находящихся вне радиуса эффективного теплоснабжения источников с комбинированным производством, произвести в объеме фактически используемой мощности.

#### **1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения). Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения – это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей.

В системе теплоснабжения города Курск имеются проблемы, существенно снижающие надежность, качество и экономическую эффективность теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения городского округа Курск можно выделить:

##### **1. Системные проблемы**

- отсутствие у теплоснабжающих организаций стимула к реализации энергоэффективных мероприятий;
- недостаточность данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- отсутствие результатов испытаний на гидравлические и тепловые потери;
- отсутствие энергетических обследований тепловых сетей и котельных.

## 2. Проблемы на источниках тепловой энергии:

- износ и старение котельного оборудования;
- невысокие КПД котельных агрегатов и, как следствие, повышенные удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии в котельных;
- низкий уровень автоматизации котельных;
- отсутствие резервного и аварийного топлива.

## 3. Проблемы в тепловых сетях:

- высокая степень износа тепловых сетей;

## 4. Проблемы в системах потребления услуг теплоснабжения:

- низкая степень охвата потребителей приборами учета тепла и средствами регулирования теплопотребления и как следствие неточность в оценке тепловых нагрузок потребителей;
- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;
- отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов при отсутствии приборов учета тепловой энергии у потребителей.

Наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. Основной причиной технологических нарушений в тепловых сетях (разрушение теплопроводов или арматуры, образование свищей вследствие коррозии теплопроводов, гидравлическая разрегулировка тепловых сетей) является высокий износ сетевого хозяйства. Более 70% тепловых сетей города Курска уже выработала свой ресурс.

- высокий уровень потерь из-за обветшания тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей (гидравлическое разрегулированные) и сопутствующие этому фактору «недотопы» и «перетопы» зданий;
- устаревшие технологии тепло- и гидроизоляции трубопроводов;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей.

Не менее важным является работоспособность основного оборудования котельных. Основное оборудование источников тепла города Курск, как правило, имеет высокую степень износа. Фактический срок службы части оборудования котельных больше предусмотренного технической документацией. Это оборудование физически и морально устарело и существенно уступает по экономичности современным образцам. Причина такого положения состоит в отсутствии средств у собственника или эксплуатирующей организации для замены оборудования на более современные аналоги. Износ оборудования котельных приводит к снижению производительности котлов и увеличению удельных расходов. Кроме того, износ оборудования котельных не позволяет в полной мере обеспечить необходимые температурные и гидравлические режимы работы систем теплоснабжения. Решению данной проблем следует уделить особое внимание и вопросы, связанные с техническим состоянием источников тепла, не должны становиться объектом пристального внимания на всех уровнях управления только в период подготовки к очередному отопительному сезону.

Отсутствие должного уровня средств автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска тепла приводит к невысокой экономичности даже неизношенного основного оборудования котельных, находящегося в хорошем техническом состоянии.

В части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей. Расстояние между источниками тепловой энергии в основном превышает радиусы эффективного теплоснабжения, что делает строительство переемычек экономически нецелесообразным.

Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплоснабжающих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Инвестиции в обновление систем теплоснабжения методично в течение многих лет сокращались. Многих аварий можно было бы избежать, если бы системы теплоснабжения были вовремя отрегулированы на нормативные характеристики. Для этого не требуется значительных средств. Затраты на восстановительные работы в десятки раз превышают затраты на наладку тепловых сетей

### **1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

В качестве теплоизоляционных материалов трубы в каналах используются, как правило, волокнистые материалы и в этом главная причина катастрофического состояния сетей. При износе теплосетей более 65 % количество аварий лавинообразно возрастает. При реконструкции тепловых сетей и при капитальном ремонте тепловых сетей (проходящих под автодорогами у которых отсутствует дренажная система) рекомендуется выполнять с заменой трубопроводов на предварительно изолированные трубопроводы в заводских условиях.

Оборудование источников теплоснабжения на сегодняшний день физически и морально устарело.

Система теплоснабжения городского округа Курск, практически выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям.

Следует отметить, что восстановление основных фондов системы теплоснабжения городского округа Курск невозможно осуществить через повышение тарифа на тепловую энергию, необходимы прямые инвестиции государства для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения.

### **1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Проблемы в организации надежного и эффективного снабжения топливом, действующих систем теплоснабжения городского округа Курск, сводятся к основной причине – отсутствие практически на всех источниках тепла резервного и аварийного топлив.

Ввиду работы источника теплоснабжения на природном газе, основной проблемой надежного снабжения топливом является некоторое снижение давления в газопроводе ввиду повышенного расхода в период стояния минимальных температур наружного воздуха.

Однако это обстоятельство не оказывает существенного влияния на надёжность теплоснабжения потребителей. Это объясняется тем, что колебания давления газа не выходят за пределы диапазона работы газоиспользующего оборудования.

В целом источники тепловой энергии в системах теплоснабжения в достаточной степени обеспечены топливом. Причиной нехватки топлива, в отдельных системах, может являться только плохая организация взаимоотношений между участниками процессов топливоснабжения и топливопотребления, а также управление этими процессами.

Глобальных проблем в надежном и эффективном снабжении топливом, действующих систем теплоснабжения, в городском округе Курск отсутствуют.

#### **1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

По информации, полученной от организаций занятых в сфере теплоснабжения городского округа Курск и Администрации города, предписаний от надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения городского округа Курск – не выдавалось.

#### **1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения**

Изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.