

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД ЕЛЕЦ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД ДО 2035 г.(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2022 г.)**

КНИГА 7

**ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ
ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Оглавление

7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	3
7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителе.....	7
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	7
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	8
7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	8
7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	8
7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	9
7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	10
7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	10
7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	10
7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения.....	12
7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлив.....	17
7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.....	17
7.15. Результаты расчётов радиусов эффективного теплоснабжения.....	18
7.16. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии.....	41

7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей к потребителям тепловой энергии, в том числе застройщиков к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного

теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения,

утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами

регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов». Следовательно, использование индивидуальных поквартирных источников тепловой энергии не ожидается в ближайшей перспективе.

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителе

По состоянию на момент актуализации схемы теплоснабжения Елецкая ТЭЦ в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 29 июля 2016 года №1619-р «Об отнесении генерирующего оборудования к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме» включена в «Перечень генерирующего оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей» установленной мощностью 5 МВт в период с 1.01.2020 по 31.12.2020 гг.

7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

В соответствии со сценариями развития системы теплоснабжения городского округа город Елец вывод из эксплуатации генерирующих объектов не предусматривается.

7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

В соответствии со сценариями развития системы теплоснабжения городского округа город Елец строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, не предусматривается.

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

В соответствии со сценариями развития системы теплоснабжения городского округа город Елец реконструкция и модернизация источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, с целью обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не предусматриваются.

7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Переоборудование действующих источников энергии в источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории городского округа город Елец в период до 2035 года не предусматривается. Схемой предусмотрено строительство новых источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии:

- Строительство автоматизированной блочно-модульной котельной 130 Гкал/час в микрорайоне «Северный и Северный-2» с размещением энергоцентра на базе газопоршневых двигателей внутреннего сгорания с системой утилизации тепловой энергии мощностью 600 кВт.

7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

В период с 2024-2029 гг. запланирована реконструкция котельной ул. Коммунаров, 89а, что будет способствовать повышению эффективности работы источника. Данное мероприятие, а также наличие резерва мощности на источнике, позволят присоединить к котельной нагрузки, от малоэффективных котельных, которые будут выведены из эксплуатации. Такими источниками являются: ул. Коммунаров, 5а, ул. Комсомольская, 89, ул. Ленина, 88, ул. Советская, 85.

7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Работа водогрейных и комбинированных котлов в пиковом режиме и включение их в тепловую схему ТЭЦ, где подогрев сырой и химически очищенной воды осуществляется в подогревателях за счет отборного пара турбин, водогрейные котлы предназначаются для подогрева сетевой воды сверх той температуры, которую в состоянии обеспечить основные подогреватели. До применения водогрейных котлов покрытие непродолжительных пиковых теплофикационных нагрузок на ТЭЦ осуществлялось за счет включения пиковых пароводяных подогревателей, работающих на редуцированном паре от энергетических котлов. С повышением параметров пара на котлах такое использование паростановилось все более и более нерациональным.

Покрытие пика теплофикационной нагрузки при помощи водогрейных котлов освобождает от необходимости иметь на ТЭЦ соответствующую паровую

мощность, т. е. на ТЭЦ может быть установлено меньшее количество паровых котлов высокого давления, что позволяет снизить капитальные затраты и высвободить энергетические котлы высокого давления для установки их на других электростанциях. В настоящее время вся работа водогрейных и комбинированных котлов в пиковом режиме и включение их в тепловую схему ТЭЦ проектируются с установкой пиковых водогрейных котлов, что предусмотрено в действующих нормах технологического проектирования тепловых электростанций.

Схемой теплоснабжения перевод существующих котельных в «пиковый» режим работы не предусмотрен.

7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

В связи с переводом в 2021 году ЕТЭЦ на водогрейный режим работы, расширение зон действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, не предусмотрено.

7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

В настоящей работе приняты сценарии, согласно которым в 2024-2029 годах 9 котельных будут выведены из эксплуатации. Теплоснабжение потребителей данных котельных в дальнейшем будет производиться от ЕТЭЦ, котельной ул. Коммунаров, 89а или от индивидуальных источников теплоснабжения. Данное решение позволит вывести из эксплуатации малоэффективные источники тепловой энергии, снизить затраты по себестоимости производимой мощности.

7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей. На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла, а также посредством печного отопления. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется. Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Согласно п. 15 ст. 14 ФЗ №190 от 27.07.2010 г., Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации. Существующие потребители, подключенные в надлежащем порядке к централизованным системам теплоснабжения, могут быть переведены на индивидуальное поквартирное теплоснабжение только в случае обоснования в схеме теплоснабжения экономической убыточности (нецелесообразности) теплоснабжения с использованием существующих систем централизованного теплоснабжения.

7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения

Балансы тепловой мощности и нагрузки в каждой системе теплоснабжения приведены в таблицах 7.12.1 и 7.12.2.

Таблица 7.12.1 – Балансы тепловой мощности и нагрузки до 2035 года для варианта 1

№	Наименование источника	Установленная мощность на 2020 г., Гкал/ч	Установленная мощность на 2035 г., Гкал/ч	Располагаемая мощность на 2020г., Гкал/ч	Располагаемая мощность на 2035 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2020г. Гкал/ч	Потери в сетях на 2025г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2035г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2020 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2025 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2035 г., Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 2020г., Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 2035г., Гкал/ч	Резерв/дефицит на 2020 г. Гкал/ч	Резерв/дефицит на 2035 г. Гкал/ч
1	с. Александровка (ДСУЗ)	4.50	5.0	4.04	5.0	0.36	0.36	0.36	0.12	0.12	0.12	2.98	2.98	0.59	1,54
2	мкр. Александровский. 13	6.20	16.00	5.63	16.00	0.88	0.88	0.88	0.29	0.29	0.29	7.34	7.34	-2.89	6,49
3	ул. А. Оборотова. 4	0.24	0.24	0.23	0.23	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.13	0.13	0.08	0.08
4	3-ий Ламской переул. 43а	0.43	0.43	0.42	0.42	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.15	0.15	0.24	0.24
5	ул. Верхняя. 1а	0.43	0.43	0.42	0.42	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01	0.01	0.22	0.22	0.16	0.16
6	ул. Вермишева. 29а	47.20	50,0	35.06	50,0	3.75	3.75	3.75	1.24	1.24	1.24	31.28	34,17	-1.22	14,73
7	ул. Горького.80	0.37	0.37	0.36	0.36	0.0037	0.0037	0.0037	0.0012	0.0012	0.0012	0.03	0.03	0.33	0.33
8	ул. 9-го Декабря. 72	0.60	0.60	0.52	0.52	0.06	0.06	0.06	0.02	0.02	0.02	0.48	0.48	-0.03	-0.03
9	ул. Допризывников. 1	8.90	8.90	4.70	4.70	0.28	0.28	0.28	0.09	0.09	0.09	2.31	2.31	2.02	2.02
10	ул. Дякина. 1	0.43	0.43	0.31	0.31	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01	0.01	0.29	0.29	-0.03	-0.03
11	ул. Елецкая. 4	0.43	0.43	0.42	0.42	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.18	0.18	0.22	0.22
12	ул. Колхозная. 2	0.14	0.14	0.14	0.14	0.013	0.013	0.013	0.004	0.004	0.004	0.11	0.11	0.01	0.01
13	ул. Коммунаров. 5а	0.28	0.28	0.22	0.22	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01	0.01	0.26	0.26	-0.08	-0.08
14	ул. Коммунаров. 40	5.00	5.00	4.0	4.0	0.23	0.23	0.23	0.08	0.08	0.08	1.91	1.91	1.78	1.78
15	ул. Коммунаров. 89а	42.00	50,0	42.00	50,0	4.65	4.65	4.65	1.54	1.54	1.54	38.75	40,23	-3.87	3,58
16	ул. Комсомольская. 89	0.20	0.20	0.19	0.19	0.012	0.012	0.012	0.004	0.004	0.004	0.10	0.10	0.07	0.07
17	ул. К. Маркса. 17	0.14	0.14	0.14	0.14	0.0029	0.0029	0.0029	0.0009	0.0009	0.0009	0.02	0.02	0.11	0.11
18	ул. Ленина. 73	0.60	0.60	0.59	0.59	0.05	0.05	0.05	0.02	0.02	0.02	0.45	0.45	0.07	0.07
19	ул. Ленина. 88	1.50	1.50	1.47	1.47	0.15	0.15	0.15	0.05	0.05	0.05	1.29	1.29	-0.03	-0.03
20	ул. Малая – Томская. 10а	0.17	0.17	0.17	0.17	0.005	0.005	0.005	0.002	0.002	0.002	0.04	0.04	0.12	0.12
21	ул. Мира. 84	0.24	0.24	0.24	0.24	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.17	0.17	0.03	0.03
22	ул. Мира. 98	0.18	0.18	0.16	0.16	0.012	0.012	0.012	0.004	0.004	0.004	0.10	0.10	0.05	0.05
23	ул. Мира. 113	2.00	2.00	1.95	1.95	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.15	0.15	1.78	1.78
24	ул. Октябрьская. 47	0.23	0.23	0.22	0.22	0.0025	0.0025	0.0025	0.0008	0.0008	0.0008	0.02	0.02	0.2	0.2
25	ул. Октябрьская. 97	1.10	1.10	1.06	1.06	0.09	0.09	0.09	0.03	0.03	0.03	0.74	0.74	0.2	0.2
26	ул. Орджоникидзе. 78	0.60	0.60	0.60	0.60	0.05	0.05	0.05	0.02	0.02	0.02	0.4	0.4	0.13	0.13
27	ул. Пригородная. 55	0.76	0.76	0.74	0.74	0.007	0.007	0.007	0.002	0.002	0.002	0.06	0.06	0.68	0.68
28	ул. Пушкина. 115	2.40	2.40	1.95	1.95	0.04	0.04	0.04	0.01	0.01	0.01	0.34	0.34	1.56	1.56
29	ул. Свердлова. 13	0.21	0.21	0.20	0.20	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.18	0.18	-0.01	-0.01
30	ул. Советская.56	1.00	1.00	0.98	0.98	0.04	0.04	0.04	0.01	0.01	0.01	0.33	0.33	0.59	0.59
31	ул. Советская. 64	0.17	0.17	0.16	0.16	0.015	0.015	0.015	0.005	0.005	0.005	0.12	0.12	0.02	0.02
32	ул. Советская. 85	2.00	2.00	1.95	1.95	0.08	0.08	0.08	0.03	0.03	0.03	0.69	0.69	1.15	1.15
33	ул. Товарная. 11	0.14	0.14	0.14	0.14	0.011	0.011	0.011	0.004	0.004	0.004	0.09	0.09	0.03	0.03
34	ул. Товарная. 15	0.69	0.69	0.67	0.67	0.07	0.07	0.07	0.02	0.02	0.02	0.57	0.57	0.01	0.01
35	ул. Школьная. 13	3.00	3.00	2.93	2.93	0.04	0.04	0.04	0.01	0.01	0.01	0.31	0.31	2.57	2.57
36	ул. Шлакобетонная. 1а	0.33	0.33	0.32	0.32	0.03	0.03	0.03	0.01	0.01	0.01	0.24	0.24	0.04	0.04

Схема теплоснабжения городской округ город Елец

№	Наименование источника	Установленная мощность на 2020 г., Гкал/ч	Установленная мощность на 2035 г., Гкал/ч	Располагаемая мощность на 2020 г., Гкал/ч	Располагаемая мощность на 2035 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2020 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2025 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2035 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2020 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2025 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2035 г., Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 2020г., Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 2035г., Гкал/ч	Резерв/дефицит на 2020 г., Гкал/ч	Резерв/дефицит на 2035 г., Гкал/ч
37	Елецкая ТЭЦ	217.60	217.60	208.6	208.6	9.90	9.90	9.90	3.31	3.31	3.31	82.48	88,48	112.9	106.91
38	ул, Новоліпецкая, 3В	3.03	3.03	3.03	3.03	0.191	0.191	0.191	0.064	0.064	0.064	1.59	1.59	1.186	1.186
39	ул, Новоліпецкая, 1П	0.17	0.17	0.16	0.16	0.007	0.007	0.007	0.002	0.002	0.002	0.06	0.06	0.090	0.090
40	ул, Новоліпецкая, 1Д	5.50	5.50	5.50	5.50	0.362	0.362	0.362	0.121	0.121	0.121	3.02	3.02	1.997	1.997
41	ул, Мира, 124В	0.15	0.15	0.15	0.15	0.006	0.006	0.006	0.002	0.002	0.002	0.05	0.05	0.102	0.102
42	ул, Льва Толстого, 4В	0.42	0.42	0.42	0.42	0.020	0.020	0.020	0.007	0.007	0.007	0.17	0.17	0.233	0.233
43	ул, Свердлова, 7В	0.17	0.17	0.16	0.16	0.004	0.004	0.004	0.001	0.001	0.001	0.03	0.03	0.125	0.125
44	ул, 9 Декабря, 19В	0.31	0.31	0.25	0.25	0.054	0.054	0.054	0.018	0.018	0.018	0.45	0.45	-0.272	-0.272
45	ул, Шоссейная, 1Б	0.31	0.31	0.25	0.25	0.013	0.013	0.013	0.004	0.004	0.004	0.11	0.11	0.122	0.122
46	"Белая Березка" с, Казаки	0.23	0.23	0.23	0.23	0.017	0.017	0.017	0.006	0.006	0.006	0.14	0.14	0.088	0.088
47	ул, Победы, 1	1.73	1.73	1.73	1.73	0.043	0.043	0.043	0.014	0.014	0.014	0.36	0.36	1.312	1.312
48	ул, Пушкина, 123	0.40	0.40	0.40	0.40	0.029	0.029	0.029	0.010	0.010	0.010	0.24	0.24	0.422	0.422
49	ул, Маяковского, 1	0.96	0.96	0,96	0,96	0.054	0.054	0.054	0.018	0.018	0.018	0.45	0.45	0.558	0.558
50	ул, Мира, 82	0.14	0.14	0.14	0.14	0.010	0.010	0.010	0.003	0.003	0.003	0.08	0.08	0.077	0.077
51	ул, Мира, 94	1.25	1.25	1.25	1.25	0.062	0.062	0.062	0.021	0.021	0.021	0.52	0.52	0.647	0.647
52	ул, Ростовская, д,1	0.86	0.86	0.86	0.86	0.058	0.058	0.058	0.019	0.019	0.019	0.487	0.487	0.295	0.295
53	БМК №1 мкр, Московский	0.00	22.00	0.00	22.00	0	2.196	2.196	0	0.732	0.732	0.00	18.30	0	0.88
54	БМК №2 -0,3 МВт Спортивный клуб	0.00	0.29	0.00	0.29	0	0.028	0.028	0	0.009	0.009	0.00	0.23	0	0.02
55	БМК №3 «Черная слобода»	0.00	71,5	0.00	71,5	0	7.265	7.265	0	2.422	2.422	0.00	60.54	0	1.31
56	БМК №4 «Северный»	0.00	130,00	0.00	130,00	0	13.27	13.27	0	4.42	4.42	0.00	110.58	0	1,73

Таблица 7.12.2 – Балансы тепловой мощности и нагрузки до 2035 года для варианта 2

№	Наименование источника	Установленная мощность на 2020 г., Гкал/ч	Установленная мощность на 2035 г., Гкал/ч	Располагаемая мощность на 2020 г., Гкал/ч	Располагаемая мощность на 2035 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2020 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2025 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2035 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2020 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2025 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2035 г., Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 2020г., Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 2035 г., Гкал/ч	Резерв/дефицит на 2020 г., Гкал/ч	Резерв/дефицит на 2035 г., Гкал/ч
1	с. Александровка (ДСУЗ)	4,50	5,0	4,04	5,0	0,36	0,36	0,36	0,12	0,12	0,12	2,98	4,45	0,59	0,07
2	мкр. Александровский, 13	6,20	16,0	5,63	15,0	0,88	0,88	0,88	0,29	0,29	0,29	7,34	11,854	-2,89	1,976
3	ул. А. Оборотова, 4	0,24	0,24	0,23	0,23	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,13	0,13	0,08	0,08
4	3-ий Ламской переулок, 43а	0,43	0,43	0,42	0,42	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,15	0,15	0,24	0,24
5	ул. Верхняя, 1а	0,43	0,43	0,42	0,42	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,22	0,22	0,16	0,16
6	ул. Вермишева, 29а	47,20	50,0	35,06	50,0	3,75	3,75	3,75	1,24	1,24	1,24	31,28	43,61	-1,22	1,4
7	ул. Горького, 80	0,37	0,37	0,36	0,36	0,0037	0,0037	0,0037	0,0012	0,0012	0,0012	0,03	0,03	0,33	0,33
8	ул. 9-го Декабря, 72	0,60	0,60	0,52	0,52	0,06	0,06	0,06	0,02	0,02	0,02	0,48	0,48	-0,03	-0,03
9	ул. Допризывников, 1	8,90	8,90	4,70	4,70	0,28	0,28	0,28	0,09	0,09	0,09	2,31	2,31	2,02	2,02
10	ул. Дякина, 10	0,43	0,43	0,31	0,31	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,29	0,29	-0,03	-0,03
11	ул. Елецкая, 4	0,43	0,43	0,42	0,42	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,18	0,18	0,22	0,22
12	ул. Колхозная, 2	0,14	0,14	0,14	0,14	0,013	0,013	0,013	0,004	0,004	0,004	0,11	0,11	0,01	0,01
13	ул. Коммунаров, 5а	Демонтаж или консервация котельной, в связи с переключением потребителей на котельную ул. Коммунаров 89А, снижение вредных выбросов в атмосферу, снижение эксплуатационных затрат													
14	ул. Коммунаров, 40														
15	ул. Коммунаров, 89а	42,00	65,0	42,00	65,0	4,65	4,65	4,65	1,54	1,54	1,54	38,75	60,82	-3,87	-2,01
16	ул. Комсомольская, 89	Демонтаж или консервация котельной, в связи с переключением потребителей на котельную ул. Коммунаров 89А, снижение вредных выбросов в атмосферу, снижение эксплуатационных затрат													
17	ул. К. Маркса, 17	0,14	0,14	0,14	0,14	0,0029	0,0029	0,0029	0,0009	0,0009	0,0009	0,02	0,02	0,11	0,11
18	ул. Ленина, 73	0,60	0,60	0,59	0,59	0,05	0,05	0,05	0,002	0,002	0,002	0,45	0,45	0,07	0,07
19	ул. Ленина, 88	Демонтаж или консервация котельной, в связи с переключением потребителей на котельную ул. Коммунаров 89А, снижение вредных выбросов в атмосферу, снижение эксплуатационных затрат													
20	ул. Малая – Томская, 10а	0,17	0,17	0,17	0,17	0,005	0,005	0,005	0,002	0,002	0,002	0,04	0,04	0,12	0,12
21	ул. Мира, 84	0,24	0,24	0,24	0,24	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,17	0,17	0,03	0,03
22	ул. Мира, 98	0,18	0,18	0,16	0,16	0,012	0,012	0,012	0,004	0,004	0,004	0,10	0,10	0,05	0,05
23	ул. Мира, 113	2,00	2,00	1,95	1,95	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,15	0,15	1,78	1,78
24	ул. Октябрьская, 47	Демонтаж или консервация котельной, в связи с переключением потребителей на ЕТЭЦ													
25	ул. Октябрьская, 97	1,10	1,10	1,06	1,06	0,09	0,09	0,09	0,03	0,03	0,03	0,74	0,74	0,2	0,2
26	ул. Орджоникидзе, 78	0,60	0,60	0,60	0,60	0,05	0,05	0,05	0,02	0,02	0,02	0,4	0,4	0,13	0,13
27	ул. Пригородная, 55	Демонтаж или консервация котельной с установкой парогенератора на потребителе(прачка) и перевод потребителей на котельную ул. Коммунаров, 89а, снижение вредных выбросов в атмосферу, снижение эксплуатационных затрат													
28	ул. Пушкина, 115	2,40	2,40	1,95	1,95	0,04	0,04	0,04	0,01	0,01	0,01	0,34	0,34	1,56	1,56
29	ул. Свердлова, 13	0,21	0,21	0,20	0,20	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,18	0,18	-0,01	-0,01
30	ул. Советская, 56	1,00	1,00	0,98	0,98	0,04	0,04	0,04	0,01	0,01	0,01	0,33	0,33	0,59	0,59
31	ул. Советская, 64	0,17	0,17	0,16	0,16	0,015	0,015	0,015	0,005	0,005	0,005	0,12	0,12	0,02	0,02
32	ул. Советская, 85	Демонтаж или консервация котельной, в связи с переключением потребителей на котельную ул. Коммунаров 89А, снижение вредных выбросов в атмосферу, снижение эксплуатационных затрат													
33	ул. Товарная, 11	Демонтаж или консервация котельной, в связи с переключением потребителей на ЕТЭЦ													
34	ул. Товарная, 15														

Схема теплоснабжения городской округ город Елец

№	Наименование источника	Установленная мощность на 2020 г., Гкал/ч	Установленная мощность на 2035 г., Гкал/ч	Располагаемая мощность на 2020 г., Гкал/ч	Располагаемая мощность на 2035 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2020 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2025 г., Гкал/ч	Потери в сетях на 2035 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2020 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2025 г., Гкал/ч	Собственные нужды на 2035 г., Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 2020г., Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка на 2035 г., Гкал/ч	Резерв/дефицит на 2020 г., Гкал/ч	Резерв/дефицит на 2035 г., Гкал/ч
35	ул. Школьная, 13	3,00	3,00	2,93	2,93	0,04	0,04	0,04	0,01	0,01	0,01	0,31	0,31	2,57	2,57
36	ул. Шлакобетонная, 1а	0,33	0,33	0,32	0,32	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,24	0,24	0,04	0,04
37	Елецкая ТЭЦ	217,60	217,60	208,6	208,6	9,90	9,90	9,90	3,31	3,31	3,31	82,48	86,02	112,9	109,37
38	ул. Новолипецкая, 3В	3.03	3.03	3.03	3.03	0.191	0.191	0.191	0.064	0.064	0.064	1.59	1.59	1.186	1.186
39	ул. Новолипецкая, 1П	0.17	0.17	0.16	0.16	0.007	0.007	0.007	0.002	0.002	0.002	0.06	0.06	0.090	0.090
40	ул. Новолипецкая, 1Д	5.50	5.50	5.50	5.50	0.362	0.362	0.362	0.121	0.121	0.121	3.02	3.02	1.997	1.997
41	ул. Мира, 124В	0.15	0.15	0.15	0.15	0.006	0.006	0.006	0.002	0.002	0.002	0.05	0.05	0.102	0.102
42	ул. Льва Толстого, 4В	0.42	0.42	0.42	0.42	0.020	0.020	0.020	0.007	0.007	0.007	0.17	0.17	0.233	0.233
43	ул. Свердлова, 7В	0.17	0.17	0.16	0.16	0.004	0.004	0.004	0.001	0.001	0.001	0.03	0.03	0.125	0.125
44	ул. 9 Декабря, 19В	0.31	0.31	0.25	0.25	0.054	0.054	0.054	0.018	0.018	0.018	0.45	0.45	-0.272	-0.272
45	ул. Шоссейная, 1Б	0.31	0.31	0.25	0.25	0.013	0.013	0.013	0.004	0.004	0.004	0.11	0.11	0.122	0.122
46	"Белая Березка" с.Казаки	0.23	0.23	0.23	0.23	0.017	0.017	0.017	0.006	0.006	0.006	0.14	0.14	0.088	0.088
47	ул. Победы , 1	1.73	1.73	1.73	1.73	0.043	0.043	0.043	0.014	0.014	0.014	0.36	0.36	1.312	1.312
48	ул. Пушкина , 123	0.40	0.40	0.40	0.40	0.029	0.029	0.029	0.010	0.010	0.010	0.24	0.24	0.422	0.422
49	ул. Маяковского, 1	0.96	0.96	0,96	0,96	0.054	0.054	0.054	0.018	0.018	0.018	0.45	0.45	0.558	0.558
50	ул. Мира, 82	0.14	0.14	0.14	0.14	0.010	0.010	0.010	0.003	0.003	0.003	0.08	0.08	0.077	0.077
51	ул. Мира, 94	1.25	1.25	1.25	1.25	0.062	0.062	0.062	0.021	0.021	0.021	0.52	0.52	0.647	0.647
52	ул. Ростовская, д.1	0.86	0.86	0.86	0.86	0.058	0.058	0.058	0.019	0.019	0.019	0.487	0.487	0.295	0.295
53	БМК №3 «Черная слобода»	0,00	71,5	0.00	71,5	0	7.265	7.265	0	2.422	2.422	0.00	60.54	0	1.31
54	БМК №4 «Северный»	0,00	130,00	0.00	130,00	0	13.27	13.27	0	4.42	4.42	0.00	110.58	0	1,73

7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлив

На территории городского округа город Елец нет источников тепловой энергии, работающих с использованием возобновляемых источников энергии, а также на период до 2035 года их строительство не предусмотрено, ввиду отсутствия на территории области нетрадиционных или возобновляемых источников энергии.

7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Теплоснабжение в производственных зонах, находящихся вне зоны СЦТ организовано котельными промпредприятий, входящими в их состав. Промпредприятиям, при наличии своей генерации тепла, сегодня более выгодно получать тепловую энергию от собственных источников, нежели покупать ее на стороне, что является весомым обоснованием наличия децентрализованного теплоснабжения производственных зон.

Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

Сведения о возможном перепрофилировании производственных зон со сменой назначения использования территории отсутствуют.

7.15. Результаты расчётов радиусов эффективного теплоснабжения.

Согласно п. 30 Гл. 2 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190–ФЗ «О теплоснабжении», радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

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

Радиус эффективного теплоснабжения, прежде всего, зависит от прогнозируемой конфигурации тепловой нагрузки относительно места расположения источника тепловой энергии и плотности тепловой нагрузки.

Методика определения эффективного радиуса теплоснабжения

Определение радиуса эффективного теплоснабжения основано на методике, разработанной специалистами НП «РТ» в целях оказания методической помощи теплоснабжающим/теплосетевым организациям, а также местным и региональным органам власти. Радиус эффективного теплоснабжения определяет условия, при которых подключение (присоединение) теплопотребляющих установок к источникам централизованного теплоснабжения нецелесообразно по причинам невозможности возврата затрат на строительство тепловых сетей в процессе их эксплуатации и реализации передаваемой по этим сетям тепловой энергии, теплоносителя.

Данный метод позволяет рассчитать радиус эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии до потребителя и находит применение при расчетах для крупных районов застройки, а так же позволяет установить радиус

эффективного теплоснабжения для источника тепловой энергии, который может быть отображен как в графическом виде, так и в виде номограмм для определения эффективности подключения.

Во втором варианте радиус эффективного теплоснабжения следует рассматривать как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы.

Рассматривая эффективный радиус теплоснабжения как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, необходимо учитывать, что радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Другими словами, в целом, радиус эффективного теплоснабжения определяется для источника, но величина его зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

В третьем варианте рассматривается возможность подключения от альтернативного источника тепловой энергии. Данный вариант позволяет определить более экономичный вариант подключения объекта для потребителя.

Для полноты обоснования потребителю в технологическом присоединении стоит так же учитывать:

- гидравлический расчет от источника теплоснабжения до объекта с построение пьезометрических графиков;
- превышение расхода сетевой воды от номинальной производительности сетевых насосов должно составлять не более 0,05%;
- превышение установленной мощности теплоисточника не допускается.

Вариант 1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии для районов крупной застройки.

Методика основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения, состоящей из источника тепловой энергии,

тепловых сетей и потребителя, затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления.

1) Для района застройки рассчитывается усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки;

2) Исходя из значений присоединенной нагрузки к источнику тепловой энергии, присоединенной нагрузки рассматриваемой зоны и расстояния от источника до условного центра присоединяемой нагрузки, определяем средний радиус теплоснабжения по системе;

3) Через среднюю себестоимость передачи тепла определяем коэффициент пропорциональности, который характеризует затраты в системе на транспорт тепла на 1 км тепловой сети и на единицу присоединенной мощности;

4) Задаемся условием, что коэффициент пропорциональности принимается одинаковым для всей системы, т. к. для каждого потребителя (района) затраты на транспорт тепла пропорциональны присоединенной нагрузке и расстоянию до источника, а индивидуальные особенности участков теплосети могут быть учтены через эквивалентные длины. Производим пересчет затрат на транспорт тепла для района застройки (если радиус эффективного теплоснабжения считается для существующей схемы теплоснабжения, то затраты на транспорт тепла берутся без учета присоединяемого объекта);

5) Рассчитываем годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя и себестоимость транспорта 1 Гкал ; (если радиус эффективного теплоснабжения считается для существующей схемы теплоснабжения, то годовые затраты на транспорт тепла берутся без учета присоединяемого объекта);

6) Годовые затраты на транспорт тепла определяем через средний тариф на транспорт;

7) Определяем разницу между годовыми затратами на транспорт тепла и годовыми затратами на транспорт тепла для района застройки.

Радиус эффективного теплоснабжения будет оптимальным если:

- 1) годовые затраты на транспорт тепла для района застройки будут меньше годовых затрат на транспорт тепла, определенных по тарифу;
- 2) себестоимость транспорта 1 Гкал меньше средней себестоимости передачи тепла;
- 3) себестоимость транспорта 1 Гкал меньше тарифа на транспорт тепловой энергии.

Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению, является тот факт, что выручка от реализации тепловой энергии по присоединяемому объекту после подключения его к источнику не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы. В соответствии с данным условием, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Для каждого диаметра трубопровода определяется длина теплотрассы при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь. В сумме в подающем и обратном трубопроводе потери не должны превышать 2 м.вод.ст. Данное условие берется из целесообразности обеспечения перепада давлений в каждой точке теплотрассы. Иными словами, если потери будут более указанной величины, необходимо будет держать завышенный перепад давлений по теплотрассе, что приведет к дополнительным потерям и необходимости перестройки гидравлического режима всей системы теплоснабжения.

2) Задаваясь температурным графиком работы теплосети (исходя из фактического для рассматриваемого источника тепловой энергии), определяется пропускная способность в Гкал/ч. В соответствии с этим определяется месячная и годовая величину полезного отпуска тепла. В данном случае под полезным отпуском следует понимать потребление тепла объектом присоединения.

3) Производится расчет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях работы тепловой сети и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды.

4) Определяется выручка от реализации тепловой энергии и затраты с тепловыми потерями.

5) Определяются капитальные затраты на строительство тепловой сети с учетом показателя укрупненного норматива цены. Так как показатель укрупненного норматива цены представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей, производится пересчет капитальных затрат на длину i -го участка тепловой сети. Учитывая срок амортизации на 10 лет (равномерно), получаются годовые затраты на строительство.

6) Из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении вычисляем долю каждого диаметра тепловых сетей. Общие эксплуатационные затраты, определяем из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей за прошедший период. Рассчитываются эксплуатационные затраты для необходимого диаметра. В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для i -го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра.

7) Определяются совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, как сумма затрат с тепловыми потерями, приведенных затрат на строительство на 10 лет (Постановление правительства РФ №1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы») и эксплуатационных затрат.

8) Определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии.

Вывод о попадании объекта присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается на основании соблюдения условия:

отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В случае превышения – объект не входит в радиус эффективного теплоснабжения и присоединению к системе централизованного теплоснабжения не подлежит.

Вариант 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения при установке котельного агрегата в доме.

Данный вариант рассматривается исходя из условия подключения объекта с расчетной тепловой нагрузкой отопления, не превышающей 0,1 Гкал/ч.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению, является тот факт, что совокупные затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы должны быть меньше суммы стоимости котельного агрегата с учетом установки, а также в случае невыполнения данного условия для более обоснованного отказа потребителю необходимо произвести расчет срока окупаемости котельного агрегата. В соответствии с данными условиями, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Определяем расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания. При отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям;

2) Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации. Определяем удельный расход условного топлива и расход условного топлива в базовом году. Переводим величину расхода условного топлива в натуральное выражение;

3) Производим расчет годовых затрат на топливо котельного агрегата и затрат при годовом потреблении от ТЭЦ;

4) Определяем экономию между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Срок окупаемости

рассчитываем, как отношение стоимость котельного агрегата с учетом установки, к экономии между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяются аналогично первому варианту для определенного диаметра;

Радиус эффективного теплоснабжения будет обуславливаться условием, что стоимость котельного агрегата с учетом установки будет равна совокупными затратами на строительство и эксплуатацию трассы. Т. е. максимально допустимая длина трассы для определенного диаметра, будет достигаться при выполнении равенства затрат на котельный агрегат и затрат на строительство трассы. Если фактическая длина трассы больше предельно допустимой, то соответственно затраты на строительство трассы будут превышать затраты на котельный агрегат и строительство трассы до потребителя будет более неэкономичным вариантом. Так же при невысоких сроках окупаемости котельного агрегата подключение объекта к децентрализованному теплоснабжению будет более обоснованным вариантом.

Вариант 1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения отисточника тепловой энергии для районов крупной застройки.

1. Усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки и средний радиус теплоснабжения системы

Усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки, км:

$$L_i = \sum(Q_{зд} \cdot L_{зд}) / Q_i, \text{ где} \quad (1)$$

i - номер района застройки;

$L_{зд}$ - расстояние по трассе либо эквивалентное расстояние от каждого здания района до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$ - присоединенная нагрузка здания, Гкал/ч;

Q_i - суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны,
 $Q_i = \sum Q_{зд}$.

Средний радиус теплоснабжения по системе, км:

$$L_{cp} = \sum (Q_i \cdot L_i) / Q, \text{ где} \quad (2)$$

Q - присоединенная нагрузка к источнику, Гкал/ч

3. Удельные затраты на транспорт тепла и среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника до потребителя

Удельные затраты на транспорт тепла рассчитываются:

$$Z = \frac{C_{cp}}{(Q \cdot L_{cp})}, \text{ где} \quad (3)$$

C_{cp} - средняя себестоимость передачи тепла, тыс. руб.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя, тыс. руб./Гкал:

$$C_{cp,ч} = Z \cdot Q_i \cdot L_i, \text{ где} \quad (4)$$

Годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя руб./год:

$$C_{год} = C_{cp,ч} \cdot Ч, \text{ где} \quad (5)$$

$Ч$ - число часов работы системы теплоснабжения в год.

Себестоимость транспорта 1 Гкал тепла, отпущенной от источника до потребителя:

$$C_{1Гкал} = C_{год} / Q_{год}, \text{ где} \quad (6)$$

$Q_{год}$ - годовая нагрузка здания.

4. Годовые затраты на транспорт тепла

Годовые затраты на транспорт тепла, руб./год:

$$B = Q_{год} \cdot T, \text{ где} \quad (7)$$

T – тариф на транспорт тепла;

$Q_{год}$ – годовой отпуск тепла от источника тепловой энергии, тыс. Гкал/год.

Если годовые затраты на транспорт тепла от источника до потребителя меньше годовых затрат на транспорт тепла определенных по тарифу на транспорт тепла, то подключение объекта на данном расстоянии от источника тепловой энергии возможно. Так же полученная себестоимость транспорта 1 Гкал не должна превышать средней себестоимости передачи тепла и тариф на транспорт тепловой энергии.

Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта

5. Расчет длины трубопровода

Для каждого диаметра трубопровода определяется длина теплотрассы при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь (в сумме в подающем и обратном трубопроводе потери не должны превышать 2 м.вод.ст.). Определение длины производится по формулам расчета гидравлических потерь, представленным в справочнике В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

Потери давления на участке трубопровода, м.в.ст.:

$$\Delta P = P_{тр} + P_{м}, \quad (8)$$

где

$P_{тр}$ – линейные потери давления, м.вод. ст.;

$P_{м}$ – потери давления в местных сопротивлениях, м.в.ст.

Линейные потери давления, м.в.ст.:

$$P_{тр} = R \cdot l, \quad (9)$$

где R - удельные потери давления $кгс/м^2$;

l - длина теплотрассы.

$$R = \lambda \frac{g^2 \rho}{2gD_b} = 0,00638 \frac{G^2}{D_b^5 \rho}, \quad (10)$$

ρ - плотность теплоносителя, кг/м³;

λ - коэффициент гидравлического трения;

g - скорость теплоносителя, м/с;

g - ускорение свободного падения, м² / с ;

D_b - внутренний диаметр трубопровода, мм;

G –расход теплоносителя на рассчитываемом участке, т/ч;

Потери давления в местных сопротивлениях, м.в.ст.:

$$P_m = \sum \xi \frac{\rho g^2}{2}, \quad (11)$$

где $\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений (табл. 4.15 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»)

Коэффициент гидравлического трения определяется по формуле Прандтля - Никурадзе:

$$\lambda = \frac{1}{(1,14 + 21g \frac{D_b}{K_{\text{ЭКВ}}})^2}, \quad (12)$$

где $K_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентная шероховатость, принимается для вновь прокладываемых труб водяных тепловых сетей 0,5 мм

При значениях эквивалентной шероховатости трубопроводов отличных от 0,5 мм, на величину удельных потерь давления вводится поправочный

коэффициент β (табл. 4.14 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»). В этом случае:

$$\Delta P = \beta R l + P_m, \text{ м.вод.ст} \Rightarrow l = \frac{\Delta P + P_m}{\beta R}, \text{ м} \quad (13)$$

6. Расчет пропускной способности трубопровода

Перед расчетом принимается температурным графиком работы теплосети, исходя из фактического для рассматриваемого источника тепловой энергии.

Пропускная способность трубопровода (А. А. Николаев «Справочник проектировщика»), ГКал:

$$Q_{от}^u = Gc(t_n - t_o), \quad (14)$$

где G - расход сетевой воды, т/ч;

t_n - температура в подающем трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

t_o - температура в обратном трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

c - удельная теплоемкость сетевой воды, КДж/кг*К.

Полезный отпуск тепловой энергии за месяц, Гкал:

$$Q_{от.м} = Q_{от}^u \frac{t_{вн} - t_{нр.м}}{t_{вн} - t_{расч}} \tau, \quad (15)$$

V - объем здания по наружному обмеру, м^3

$t_{вн}$ - температура внутри помещения, °С;

$t_{нр.м}$ - среднемесячная температура наружного воздуха, °С

$t_{расч}$ - расчетная температура наружного воздуха, °С

τ - количество часов в месяце.

Годовой полезный отпуск, Гкал:

$$Q_{\text{год}} = \sum Q_{\text{от.м}}, \quad (16)$$

7. Определение тепловых потерь водяными тепловыми сетями

Расчет тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети производится по РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» /5/.

7.1. Определение тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

Для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм}}^{\text{сп.г}} = \sum (q_n L \beta), \quad (17);$$

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п}}^{\text{сп.г}} = \sum (q_{н.п} L \beta), \quad (18);$$

$$Q_{\text{норм.о}}^{\text{сп.г}} = \sum (q_{н.о} L \beta), \quad (19),$$

где q_n , $q_{н.п}$, $q_{н.о}$ - удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь или для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт/м [ккал/(м×ч)];

L - длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d_n в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами (принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15 при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки).

Удельные часовые тепловые потери, q_n , Вт/м [ккал/(м×ч)], определяются для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам по формуле:

$$q_n = q_n^{T1} + (q_n^{T2} - q_n^{T1}) \frac{\Delta t_{cp}^{\beta \cdot 2} - \Delta t_{cp}^{T1}}{\Delta t_{cp}^{T2} - \Delta t_{cp}^{T1}}, \quad (20)$$

где q_n^{T1} и q_n^{T2} - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, Вт/м [ккал/(м×ч)];

$\Delta t_{cp}^{\beta \cdot 2}$ - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

Δt_{cp}^{T1} и Δt_{cp}^{T2} - смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта $\Delta t_{cp}^{\beta \cdot 2}$, °С, определяется по формуле:

$$\Delta t_{cp}^{\beta \cdot 2} = \frac{t_n^{cp \cdot 2} + t_o^{cp \cdot 2}}{2} - t_{гр}^{cp \cdot \Gamma}, \quad (21)$$

$t_n^{cp \cdot 2}$ и $t_o^{cp \cdot 2}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах для данной тепловой сети, °С;

$t_{cp}^{p.2}$ - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам q_{nn} , $q_{но}$, Вт/м [ккал/(м×ч)], по формулам:

$$q_{nn} = q_{nn}^{T1} + (q_{nn}^{T2} - q_{nn}^{T1}) \frac{\Delta t_n^{p.2} - \Delta t_n^{T1}}{\Delta t_n^{T2} - \Delta t_n^{T1}}, \quad (22)$$

$$q_{но} = q_{но}^{T1} + (q_{но}^{T2} - q_{но}^{T1}) \frac{\Delta t_o^{p.2} - \Delta t_o^{T1}}{\Delta t_o^{T2} - \Delta t_o^{T1}}, \quad (23)$$

где q_{nn}^{T1} и q_{nn}^{T2} - удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м [ккал/(м×ч)];

$q_{но}^{T1}$ и $q_{но}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м (ккал/(м×ч));

$\Delta t_n^{p.2}$ и $\Delta t_o^{p.2}$ - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

Δt_n^{T1} и Δt_n^{T2} - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

Δt_o^{T1} и Δt_o^{T2} - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С.

Среднегодовые значения разности температур для подающего $\Delta t_n^{cp.2}$ и обратного $\Delta t_o^{cp.2}$ трубопроводов определяются как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t_n^{cp.2}$ и $t_o^{cp.2}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t_{\text{ср.г}}$.

7.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

В соответствии с РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» определяется величина утечки. Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с утечкой сетевой воды Q_{ym}^2 , [Гдж (Гкал)], определяются по формуле:

$$Q_{ym}^2 = aV^{cp.2}c\rho^{cp.2} \left(\frac{t_n^{cp.2} + t_o^{cp.2}}{2} - t_{\text{ср.г}} \right) \cdot n_{\text{год}} \cdot 10^{-6}, \quad (24)$$

где a - нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды $\text{м}^3/(\text{ч} \times \text{м}^3)$; устанавливается ПТЭ не более 0,25% в час от среднегодового объема сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения ($0,0025 \text{ м}^3/(\text{ч} \times \text{м}^3)$);

$V^{cp.2}$ - среднегодовой объем сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения, м^3 ;

c - удельная теплоемкость сетевой воды; принимается равной $4,1868 \text{ кДж} / (\text{кг} \times \text{°C})$ или $1 \text{ ккал} / (\text{кг} \times \text{°C})$;

$\rho^{cp.2}$ - среднегодовая плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; определяется при среднем значении среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$t_n^{cp.2}$ и $t_o^{cp.2}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °C ;

$t_x^{cp.z}$ - среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой сети, °С;

n_{zoo} - продолжительность работы тепловой сети в течение года, ч.

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах тепловой сети и в системах теплоснабжения $V^{cp.z}$, м³, определяется по формуле:

$$V^{cp.z} = \frac{V_{om}n_{om} + V_{л}n_{л}}{n_{om} + n_{л}} = \frac{V_{om}n_{om} + V_{л}n_{л}}{n_{год}}, \quad (25)$$

где V_{om} и $V_{л}$ - объем воды в тепловой сети и системах теплоснабжения соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, м³;

n_{om} и $n_{л}$ - продолжительность работы тепловой сети соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, ч.

Среднегодовая температура воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки тепловой сети $t_x^{cp.г}$, °С, определяется по формуле:

$$t_x^{cp.г} = \frac{t_x^{om}n_{om} - t_x^{л}n_{л}}{n_{om} + n_{л}}, \quad (26)$$

где t_x^{om} и $t_x^{л}$ - значения температуры воды, поступающей на источник тепловой энергии, соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети (°С), определяются как средние значения из соответствующих среднемесячных значений температуры холодной воды; при отсутствии статистических эксплуатационных данных принимается $t_x^{om} = 5^{\circ}\text{C}$, $t_x^{л} = 15^{\circ}\text{C}$.

8. Определение выручки от реализации тепловой энергии и затрат с тепловыми потерями

Выручка от реализации тепловой энергии, тыс. руб./год:

$$B = Q_{\text{год}} \cdot T / 1000, \quad (27)$$

где $Q_{\text{год}}$ - годовая нагрузка отопления здания.

Затраты с тепловыми потерями, тыс. руб./год:

$$З_{\text{пот}} = Q_{\text{норм}}^{\text{сп.э}} \cdot T / 1000, \quad (28)$$

где T – тариф за тепловую энергию, определяется на основе Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э.

9. Расчет капитальных затрат на строительство тепловой сети

Капитальные затраты на строительство тепловой сети определяются по НЦС 81-02-13-2020 «Наружные тепловые сети» с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства НЦС 81-02-13-2020 «Наружные тепловые сети», который представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей.

Затраты на строительство i -го участка тепловой сети тыс. руб.:

$$З_i = 3 \cdot L_{\text{уч}}^i / 1000, \quad (29)$$

где 3 - затраты определенные с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства, тыс. руб. (включают строительство тепловой сети от точки присоединения до потребителя, реконструкцию тепловых сетей, строительство тепловых пунктов, строительство ПНС);

$L_{\text{уч}}^i$ - длина i -го участка тепловой сети, м.

Приведенные затраты на строительство на 10 лет, тыс. руб./год:

$$Z_{прив} = Z_i / 10, \quad (30)$$

10. Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты для определенного диаметра, тыс. руб.:

$$\mathcal{E}_d = \mathcal{E}_{общ} \cdot \alpha, \quad (31)$$

где

$\mathcal{E}_{общ}$ - общие эксплуатационные затраты (определялись из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей), тыс. руб.;

α - доля теплотрассы определенного диаметра (определяется из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении);

В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для i -го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра, тыс. руб.:

$$\mathcal{E} = \frac{L_{уч}^i}{\sum L_{уч} \mathcal{E}^d}, \quad (32)$$

$L_{уч}^i$ - длина i -го участка тепловой сети, м;

$\sum L_{уч}$ - сумма длин всех участков, м.

11. Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, тыс. руб., определяются по формуле:

$$Z = Z_{пот} + Z_{прив} + \mathcal{E}_{уч}, \quad (33)$$

Далее определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии, %:

$$\varphi = \frac{З}{В}, \quad (34)$$

Исходя из условия $\varphi = 100\%$, определяется предельно допустимая длина теплотрассы.

Дальнейшее применение расчета таково: если φ меньше, либо равно 100 %, то присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника целесообразно, а значит, возможно. При значениях $\varphi > 100\%$ подключение объекта с заданной тепловой нагрузкой будет вызывать перераспределение издержек на ранее подключенных абонентов и соответственно к росту тарифов, следовательно, подключение данного объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника нецелесообразно и должно быть запрещено.

Вариант 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения при установке котельного агрегата в доме

Данный метод состоит на сравнительном анализе стоимостных затрат на строительство новой трассы и затрат на установку отдельного котла в доме.

12. Определение расчетной часовой тепловой нагрузки отопления отдельного здания

В соответствии с МДС 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» при отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям:

$$Q_{op} = \alpha V q_o (t_n - t_{вн}) (1 + K_{up}) 10^{-3}, \quad (35)$$

где

α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_n в местности, где расположено рассматриваемое здание, при которой определено соответствующее значение q_o ;

V - объем здания по наружному обмеру, м³;

q_o - удельная отопительная характеристика здания, (кДж/м³°С);

K_{up} - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленный тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчётной для проектирования отопления.

Расчетный коэффициент инфильтрации K_{up} определяется по формуле

$$K_{up} = 10^{-2} \sqrt{2gL \frac{273 + t_n}{273 + t_b}} + \omega_p^2, \quad (36)$$

где

g - ускорение свободного падения, м/с²;

L - свободная высота здания, м;

ω_p - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по СНиП 2.04 05-91.

13. Определение удельного расхода условного топлива и расхода условного топлива в базовом году

Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году b_{τ} , кг.т./Гкал:

$$b_{\tau} = \frac{143}{\eta_{ка}} \quad (37)$$

$\eta_{ка}$ - КПД котельного агрегата;

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году B_m^y , кг.т.:

$$B_m^y = b_{\tau} \cdot Q_{op} \quad (38)$$

Q_{op}^c - годовая нагрузка на отопление, Гкал

Перевод величины расхода условного топлива в натуральное выражение, т.н.т.:

$$B = B_m^y \left(\frac{Q_{н.усл.}}{Q_{н.норм.}} \right) \quad (39)$$

14. Расчет годовых затрат на топливо и затрат при годовом потреблении от ТЭЦ

Годовые затраты на топливо, тыс. руб.:

$$Z_{топл} = B_m^y \cdot Ц, \quad (40)$$

где Ц – цена за тонну натурального топлива, тыс. руб.

Затраты при годовом потреблении от ТЭЦ:

$$Z_{ТЭЦ} = Q_{op}^c \cdot T, \quad (41)$$

где T – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал

15. Срок окупаемости котельного агрегата

Экономия между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо, тыс. руб.:

$$\mathcal{E} = \mathcal{Z}_{\text{ТЭЦ}} - \mathcal{Z}_{\text{топл}} \quad (42)$$

Срок окупаемости установки котельного агрегата:

$$T = \frac{C}{\mathcal{E}}, \quad (43)$$

где C – стоимость котельного агрегата с учетом установки, тыс. руб.;

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяем по формуле 33.

Сравниваем сумму стоимости котельного агрегата с учетом установки с совокупными затратами на строительство и эксплуатацию трассы. Отсюда определяем максимально допустимую длину трассы для определенного диаметра, которая будет ограничена стоимостью котельного агрегата с учетом установки. Исходя из условия, что фактическая длина новой трассы нам известна, сравниваем ее с максимально допустимой длиной трассы. Если фактическая длина трассы больше максимально допустимой длины при данных затратах будет более экономична установка котельного агрегата.

Так же при определении более экономичного варианта необходимо учесть срок окупаемости котельного агрегата, т.к. в совокупные затраты на строительство и эксплуатацию входят приведенные затраты на строительство на 10 лет.

Таблица 7.15.1 – Радиусы эффективного теплоснабжения

Наименование котельной	Значение радиуса, км
с. Александровка (ДСУЗ)	0,600
мкр. Александровский, 13	0,400
ул. А. Оборотова, 4	0,050
3-ий Ламской переулок, 43а	0,009
ул. Верхняя, 1а	0,008
ул. Вермишева, 29а	1,600

Схема теплоснабжения городской округ город Елец

Наименование котельной	Значение радиуса, км
ул. Горького,80	0,010
ул. 9-го Декабря, 72	0,005
ул. Допризывников, 1	0,450
ул. Дякина, 1	0,005
ул. Елецкая, 4	0,006
ул. Колхозная, 2	0,004
ул. Коммунаров, 5а	0,003
ул. Коммунаров, 40	0,030
ул. Коммунаров, 89а	1,800
ул. Комсомольская, 89	0,009
ул. К. Маркса, 17	0,010
ул. Ленина, 73	0,010
ул. Ленина, 88	0,005
ул. Малая – Томская, 10а	0,003
ул. Мира, 84	0,002
ул. Мира, 98	0,003
ул. Мира, 113	0,001
ул. Октябрьская, 47	0,002
ул. Октябрьская, 97	0,003
ул. Орджоникидзе, 78	0,004
ул. Пригородная, 55	0,002
ул. Пушкина, 115	0,005
ул. Свердлова, 13	0,004
ул. Советская,56	0,004
ул. Советская, 64	0,003
ул. Советская, 85	0,002
ул. Товарная, 11	0,001
ул. Товарная, 15	0,014
ул. Школьная, 13	0,002
ул. Шлакобетонная, 1а	0,001
Елецкая ТЭЦ	4,500
ул. Новолипецкая, 3В	0,040
ул. Новолипецкая, 1П	0,003
ул. Новолипецкая, 1Д	0,050
ул. Мира, 124В	0,006
ул. Льва Толстого, 4В	0,020
ул. Свердлова, 7В	0,005
ул. 9 Декабря, 19В	0,002
ул. Шоссейная, 1Б	0,003
"Белая Березка" с.Казачи	0,001
ул. Победы , 1	0,001
ул. Пушкина , 123	0,008

Наименование котельной	Значение радиуса, км
ул. Маяковского, 1	0,013
ул. Мира, 82	0,002
ул. Мира, 94	0,013
ул. Ростовская, д.1	0,011

7.16. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии

Внесены изменения, касающиеся вывода из эксплуатации энергетического блока ПГУ ЕТЭЦ. Обоснование вывода – приказ Министерства энергетики Российской Федерации №8 от 14.01.2021 (Приложение 1).