

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

Бузоверов Евгений Анатольевич

**ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ
НЕКОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ ПРИ
РЕКОНСТРУКЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Специальность 05.14.01 - Энергетические системы и комплексы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
д.т.н. Зейгарник Ю.А.

Москва – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|-----------|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| 1. РОССИЙСКОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ. СТРУКТУРА ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ, МЕСТО И РОЛЬ НЕКОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ | 10 |
| 1.1. Структура выработки тепла в соответствии с Энергетической стратегией 2030 | 10 |
| 1.2. Выработка тепловой энергии на теплоэлектростанциях..... | 11 |
| 1.3. Использование индивидуальных теплогенераторов для выработки тепловой энергии | 16 |
| 1.4. Теплоснабжение от центральных и автономных котельных..... | 19 |
| 2. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ И ДРУГИХ ПАРАМЕТРОВ НЕКОГЕНЕРАЦИОННЫХ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ | 24 |
| 2.1. Параметры систем централизованного теплоснабжения, оказывающие существенное влияние на их технико-экономические показатели..... | 24 |
| 2.2. Оптимизация мощности теплоисточников в СССР..... | 36 |
| 2.3. Предпосылки и критерии оптимизации уровня мощности теплоисточников в современных условиях..... | 41 |
| 2.4. Методики оптимизации уровня мощности теплоисточников | 48 |
| 3. АЛГОРИТМ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМ НЕКОГЕНЕРАЦИОННОГО ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ | 54 |
| 3.1. Выбор целевых показателей для оптимизации систем централизованного теплоснабжения | 54 |
| 3.2. Описание алгоритма расчетов..... | 59 |

| | |
|--|------------|
| 3.3. Характеристики точечных и линейных объектов реконструируемой системы централизованного теплоснабжения..... | 65 |
| 3.4. Технико-экономические показатели реконструированной системы централизованного теплоснабжения | 71 |
| 3.5. Расход ресурсов на выработку и передачу тепловой энергии..... | 75 |
| 3.6. Эксплуатационные затраты..... | 80 |
| 3.7. Капитальные затраты на реконструкцию системы централизованного теплоснабжения | 81 |
| 3.8. Инвестиционная составляющая затрат на производство и транспорт тепловой энергии..... | 92 |
| 4. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЭКСПРЕСС-РАСЧЕТОВ НА ПРИМЕРЕ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО НЕКОГЕНЕРАЦИОННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. ВОЛГОГРАДА | 95 |
| 4.1. Исходные данные | 95 |
| 4.2. Результаты расчетов..... | 97 |
| 4.3. Анализ структуры затрат | 110 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 113 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 115 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Средний физический износ систем централизованного теплоснабжения, особенно некогенерационного типа, в российских городах и поселках городского типа достигает 70 %, потери в тепловых сетях в отдельных случаях могут превышать 20 %, расход электроэнергии на выработку и транспорт тепла – 40 кВт·ч/Гкал [1]. Все это приводит к низкому уровню надежности и качества теплоснабжения потребителей, а также к росту издержек и вынуждает муниципалитеты и теплоснабжающие организации искать возможности реновации систем теплоснабжения [2]. Одновременно в крупных населенных пунктах активно идут процессы расширения существующих жилых районов и реализуются проекты их комплексной застройки. Но, как при модернизации, так и при новом строительстве возникает вопрос выбора оптимальных технологий, обеспечивающих приемлемый уровень надежности, качества и экологичности систем централизованного теплоснабжения при минимальных издержках.

Практика показывает, что принятие таких решений не всегда происходит с достаточной степенью обоснованности. Это связано, как минимум, с двумя причинами: первая – недостаточный бюджет и сжатые сроки предпроектных проработок, вторая – несовпадающие частные корпоративные интересы сторон, участвующих в принятии решений.

Сегодня определение даже предварительных технико-экономических показателей будущей системы централизованного теплоснабжения требует привлечения специализированных организаций, большого объема инженерных расчетов, существенных затрат. Трудоемкость расчетных методик приводит к тому, что на практике проектанты сравнивают не

более двух конкретных вариантов, выбранных на основании грубых экспертных оценок, что не всегда позволяет найти оптимальное решение поставленной задачи. Разработанные алгоритмы направлены, как правило, на оценку «народнохозяйственной» экономической эффективности системы централизованного теплоснабжения (то есть минимума приведенных затрат за выбранный период времени для участников процесса теплоснабжения в целом), при том, что субъекты процесса теплоснабжения имеют различные интересы, иногда диаметрально противоположные.

Реализация неоптимальных технологических решений ведет как к неэффективному расходованию денежных средств на обеспечение потребителей тепловой энергией, так и к нежелательным последствиям в плане экологичности, промышленной безопасности и надежности систем теплоснабжения. В сложившейся ситуации становится целесообразным создание алгоритмов, позволяющих при использовании минимального объема исходной информации, простых инженерных вычислений провести оптимизационный расчет мощностей некогенерационных теплоисточников, входящих в рассматриваемую систему теплоснабжения в сложившихся экономических условиях. Также необходимо правильно выбрать и обосновать совокупность критериев эффективности для каждой из вовлеченных в проект реконструкции сторон.

Цели и задачи

Целью настоящей работы является создание алгоритмов, позволяющих оптимизировать структуру и распределение мощности некогенерационных теплоисточников системы централизованного теплоснабжения на стадии предпроектных проработок.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- систематизация методов, использующихся для выбора оптимальной мощности некогенерационных теплоисточников в системе теплоснабжения;
- определение целевых критериев и граничных условий выбора оптимальной мощности теплоисточников в системе централизованного теплоснабжения;
- вывод основных зависимостей для расчета длины, материальной характеристики тепловой сети и других технико-экономических показателей системы теплоснабжения при различной единичной мощности теплоисточников;
- обоснование и разработка расчетного алгоритма оценки оптимальной мощности теплоисточников реконструируемых систем некогенерационного централизованного теплоснабжения на базе фактических технико-экономических показателей существующей системы теплоснабжения;
- проведение оптимизационных расчетов с использованием разработанной модели применительно к системе теплоснабжения г. Волгограда;
- анализ полученных результатов и чувствительности технико-экономических показателей системы некогенерационного теплоснабжения к внешним факторам.

Научная новизна работы

В ходе исследований разработан алгоритм, позволяющий рассчитать технико-экономические показатели тепловой сети для различных вариантов реконструкции системы некогенерационного теплоснабжения при варьировании единичной мощности теплоисточников в системе, демонстрации возможности проведения эффективных расчетов путем экстраполяции показателей существующей системы теплоснабжения на

проектные варианты, что существенно сокращает трудоемкость расчетов. Новизна использованного подхода заключается в проведении расчетов путем экстраполяции показателей существующей системы теплоснабжения на проектные варианты.

Дополнительным отличием предлагаемого алгоритма от существующих методик является отдельный расчет оптимумов мощности источников теплоснабжения для сторон, вовлеченных в проект реконструкции системы неогенерационного централизованного теплоснабжения (теплоснабжающей организации, муниципалитета и застройщиков), и выработке подхода, позволяющего найти компромиссные решения для участников проекта.

Определены и обоснованы корреляционные зависимости технико-экономических показателей систем неогенерационного централизованного теплоснабжения от мощности теплоисточников, позволяющие прогнозировать капитальные затраты на их реконструкцию и эксплуатационные показатели при их дальнейшей эксплуатации.

Практическая значимость работы

Практическая значимость работы заключается в создании алгоритма для определения оптимальной тепловой мощности неогенерационных теплоисточников, входящих в реконструируемую систему централизованного теплоснабжения. Это позволяет сократить затраты на стадии предпроектных проработок, осуществить оценку инвестиций и эксплуатационных затрат с целью сокращения тарифной нагрузки на потребителя и достижения экономической эффективности системы теплоснабжения.

Положения, выносимые на защиту

1. Алгоритм определения оптимальной мощности теплоисточников при реконструкции систем некогогенерационного централизованного теплоснабжения.
2. Целевые критерии, позволяющие выполнить оптимизацию для различных субъектов системы некогогенерационного теплоснабжения.
3. Алгоритм расчета удельной материальной характеристики и длины тепловых сетей в системе централизованного теплоснабжения при варьировании уровня централизации.
4. Корреляционные зависимости технико-экономических показателей, в том числе капитальных затрат некогогенерационных систем централизованного теплоснабжения, от мощности теплоисточников.

Личный вклад автора

Все базовые положения, выносимые на защиту, расчетные оценки и рекомендации получены лично автором.

Апробация результатов

Основные положения диссертации докладывались на следующих конференциях:

- VI Международная научно-техническая конференция «Теоретические основы теплогазоснабжения и вентиляции», Москва, МГСУ, 2015
- Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Энергетика и информационные технологии», Благовещенск, ФГБОУ ВО Дальневосточный ГАУ, 2017

– Научно-техническая конференция «Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии «XIX Бенардосовские чтения», Иваново, ИГЭИ, 2017

Алгоритм расчетов, созданный на основании методики, реализован в формате интернет-калькулятора, доступного широкой аудитории заинтересованных специалистов.

Предложенный алгоритм был применен при разработке инвестиционной программы реконструкции системы теплоснабжения г. Волгограда (Приказ от 28.09.2016 № 36/2 Комитета тарифного регулирования Волгоградской области «Об утверждении инвестиционной программы в сфере теплоснабжения ООО «Концессии теплоснабжения» на 2016 – 2018 годы).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 7 работ, отражающих основные положения исследования, в том числе – 4 публикации в журналах из перечня ВАК Минобрнауки России и 1 статья в журнале, входящем в реферативные базы Scopus и Web of Science.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Работа изложена на 123 страницах, содержит 24 рисунка и список литературы из 77 наименований.

1. РОССИЙСКОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ. СТРУКТУРА ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ, МЕСТО И РОЛЬ НЕКОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ

1.1. Структура выработки тепла в соответствии с Энергетической стратегией 2030

Потребление тепла в Российской Федерации обеспечивается преимущественно поставкой тепла от теплоэлектростанций (ТЭЦ), центральных котельных и децентрализованных теплоисточников, включая автономные котельные и индивидуальные теплогенераторы. Суммарное потребление тепла составляло в 2008 году 1 940 млн. Гкал. Прогнозируемая динамика выработки тепла и ее распределение по видам теплоисточников в соответствии с Энергетической стратегией [1] приведено на Рисунке 1.1. Общий прогнозируемый прирост потребления тепла – умеренный, что связано с нарастающим внедрением энергосберегающих технологий и снижением промышленного потребления тепла. Есть основания полагать, что реальный прирост суммарного по стране потребления тепла будет еще меньше и приблизится к нулевому.

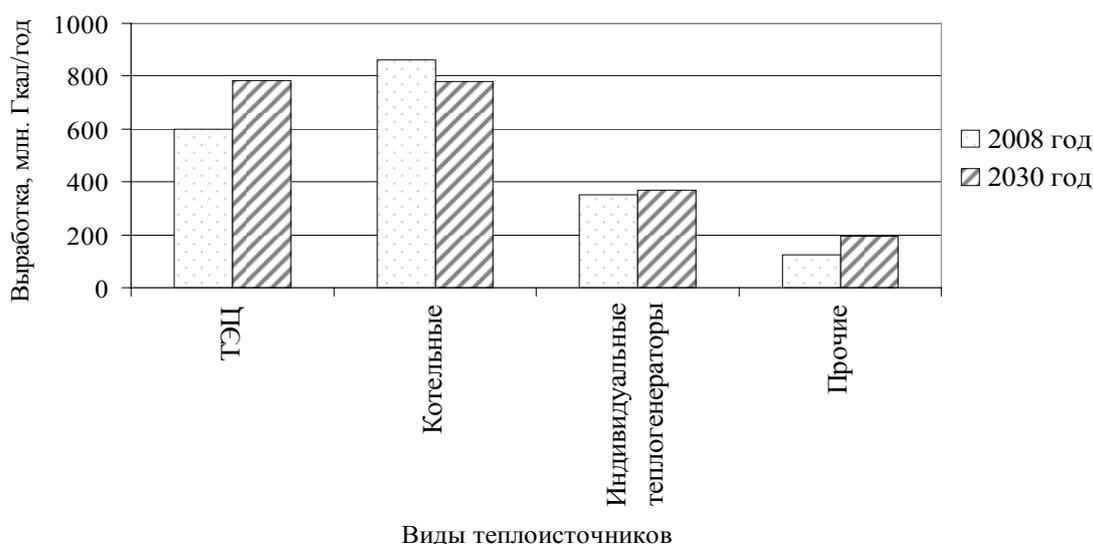


Рисунок 1.1 – Прогноз структуры производства тепла в РФ в соответствии с Энергетической стратегией 2030

Доля ТЭЦ и индивидуальных теплогенераторов в выработке тепла к 2030 году должна увеличиться не менее чем на 184 и 20 млн. Гкал/год, соответственно, в то время как доля котельных – снизиться на 83 млн. Гкал/год. Тем не менее, планируемый отпуск тепловой энергии от некогенерационных центральных и автономных котельных составит около 780 млн. Гкал/год или 37 % от общей выработки, что является существенной величиной в энергетическом балансе страны.

1.2. Выработка тепловой энергии на теплоэлектроцентралях

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на ТЭЦ (теплофикация, когенерация) является наиболее эффективным направлением экономии топлива в тепловой энергетике. Теплофикация позволяет снизить расход топлива по сравнению с отдельным производством тепла (на котельных) и электроэнергии (на конденсационных электростанциях) примерно на 30 % [3]. Экономия топлива не только приводит к снижению тарифной нагрузки на потребителей, но и сокращает выбросы парниковых газов.

СССР стал первой страной, наиболее широко использовавшей преимущества теплофикации. Строительство первых ТЭЦ в нашей стране относится к 30-м годам XX века. Этому способствовал ряд факторов, сложившихся на тот период времени. К их числу относились курс на индустриализацию, суровый климат и бурный рост городов, определившие высокую территориальную плотность тепловых нагрузок. Большая часть электростанций в тот период времени создавалась для обеспечения промышленных предприятий паром и электроэнергией. Часть тепловой энергии направлялась на отопление жилых зданий в рабочих поселках и городах, что повышало эффективность использования топлива [4]. Для этих целей создавались теплофикационные турбины, позволяющие эффективно вырабатывать электроэнергию и тепло в комбинированном

цикле. Экономия топлива от комбинированной выработки электрической и тепловой энергии оценивалась в СССР в 45 млн. т у.т. в год, или около 13 % расхода топлива для выработки электроэнергии на всех теплоэлектростанциях страны [3]. Динамика мощности электростанций СССР отображена на Рисунке 1.2. В настоящее время доля электроэнергии, вырабатываемой в когенерационном режиме российскими теплоэлектростанциями, составляет около 30 % [3, 5]. Положительный опыт создания теплофикационных систем был использован и странами бывшего СЭВ.

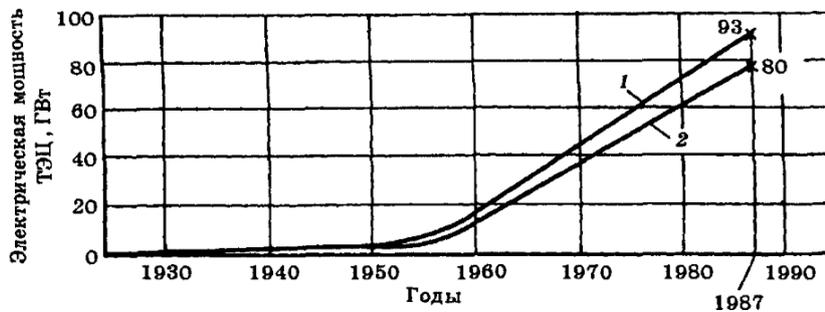


Рисунок 1.2 – Ретроспективная динамика мощности электростанций СССР [3]

1 – всего; 2 – электростанции общего пользования

Западноевропейские страны также приступили к созданию теплофикационных систем, но существенно позже, начиная с 80-х годов XX века. Необходимость использования преимуществ комбинированной выработки энергии была продиктована не только вопросами снижения затрат, но и требованиями энергетической безопасности, а также экологическими ограничениями. На Рисунке 1.3 приведены данные о доле когенерационных электростанций в выработке энергии зарубежных стран.

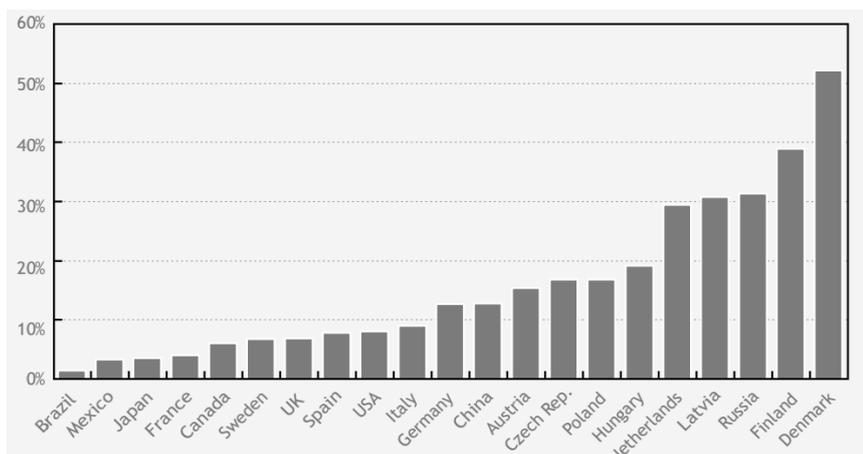


Рисунок 1.3 – Когенерация в энергетике зарубежных стран [5]

Наибольших успехов в развитии теплофикации среди европейских стран достигла Дания [6]. С 1976 года в стране последовательно действовали программы, направленные на комплексное развитие систем теплоснабжения, в том числе когенерационных источников. В районах с высокой плотностью тепловых нагрузок предусматривалось строительство ТЭЦ и переключение на них автономных потребителей.

Проектам развития когенерационных источников оказывалась существенная государственная поддержка. Так, собственникам мини-ТЭЦ предоставлялись субсидии для компенсации капитальных расходов на строительство источников и части суммарных эксплуатационных затрат на выработку электрической и тепловой энергии. Также компенсировались затраты на подключение автономных потребителей к сетям ТЭЦ. В результате на данный момент доля теплофикационных источников на рынке электрической энергии Дании превышает 50 %. По этому показателю Дания существенно опередила Россию.

В настоящее время успешный опыт Дании используется другими странами ЕС, а также Китаем и США. По прогнозам International Energy Agency [5] доля электроэнергии, вырабатываемой в когенерационном режиме странами G13 к 2030 году, достигнет 24 %.

Очевидно, что строительство ТЭЦ эффективно в условиях территориальной концентрации тепловых нагрузок, то есть в больших и

средних городах, поскольку тепло в отличие от электроэнергии имеет явно выраженные ограничения по дальности транспорта. Суточная и особенно сезонная неравномерность тепловых нагрузок также влияет на эффективность эксплуатации когенерационных источников.

С другой стороны современная ситуация в отечественной энергетике не является благоприятной для реализации проектов строительства новых теплофикационных источников. По данным [8] фактический избыток электрогенерирующих мощностей в Единой энергосистеме РФ, преимущественно в I ценовой зоне (большая часть европейских территорий России и Урала), оценивается в 28 ГВт (13 %). Результаты торгов на рынке конкурентного отбора мощности показывают, что этот избыток в перспективе еще более увеличится (Рисунок 1.4). Это связано с низким темпом прироста потребления электроэнергии из-за стагнации промышленного производства в стране при запланированных масштабных вводах энергоблоков на объектах ПАО «Русгидро», ГКАЭ «Росэнергоатом», а также новых энергоблоков тепловых электростанций в рамках программы Договоров поставки мощности в ближайшей перспективе.

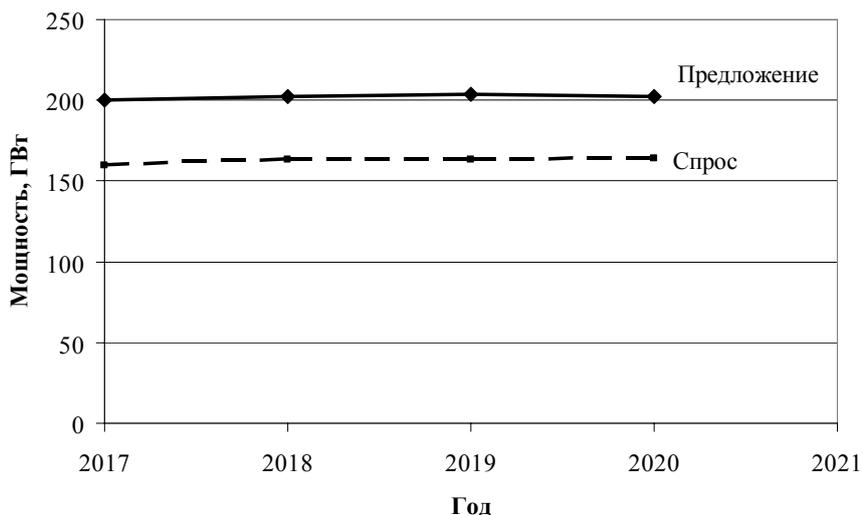


Рисунок 1.4 – Баланс спроса и предложения на рынке конкурентного отбора мощности (КОМ)¹

¹ <http://so-ups.ru/>

Сложившаяся система оплаты мощности и энергии для тепловых электростанций не всегда обеспечивает даже компенсацию эксплуатационных затрат, а окупаемость проектов строительства электростанций, на которые не распространяется механизм Договоров поставки мощности, находится под большим вопросом [9 – 11]. По данным Минпромэнерго РФ [12] с 2010 года генерирующие компании подали заявки о выводе из эксплуатации теплоэлектростанций суммарной мощностью 37 ГВт (18 % мощности единой энергосистемы РФ).

Несмотря на имеющиеся трудности, когенерационные проекты в отечественной энергетике все же реализуются, но преимущественно в области автономного энергоснабжения крупных промышленных предприятий. Рост выработки тепловой энергии ТЭЦ в краткосрочной перспективе, предусмотренный Энергетической стратегией, будет реализован преимущественно за счет повышения коэффициента использования установленной мощности существующих электростанций, а также реализации единичных проектов строительства ТЭЦ в рамках механизма Договоров поставки мощности и автономных энергоисточников. Существенные объемы строительства новых ТЭЦ могут ожидать не ранее 2025 года, и только в том случае, если потребление тепла будет не ниже прогнозных значений Энергетической стратегии.

Вопросам целесообразности строительства ТЭЦ, выбора их оптимальной электрической и тепловой мощности, а также подключения к ним новых нагрузок, посвящено значительное число работ и публикаций [3, 13 – 15]. Авторы обосновывают энергетические и экономические преимущества комбинированной выработки электроэнергии и тепла, в том числе с учетом эксергетической ценности различных видов энергии, экономии топлива в масштабах страны, экологичности и надежности энергосисточников. Предлагаются различные модели оптимизации теплофикационных источников, учитывающие возможные объемы производства тепла и электроэнергии, себестоимость производства

энергии на ТЭЦ и на альтернативных котельных, затраты на транспорт теплоносителя, тарифы на топливо, электроэнергию, тепло. При разработке схем теплоснабжения городов оптимизационным расчетам целесообразности развития когенерационных источников также уделяется значительное внимание. Федеральный закон «О теплоснабжении» [16] указывает на приоритетный характер использования преимуществ комбинированной выработки при планировании схем теплоснабжения городов и поселений. Соответствующие оптимизационные расчеты выполняются в соответствии с [17].

Таким образом, комбинированное производство электрической и тепловой энергии остается стратегическим направлением развития отечественной энергетики. Однако на данный момент экономическая ситуация не позволяет в полной мере реализовать его преимущества. В краткосрочной перспективе новые когенерационные проекты могут быть реализованы в ограниченных объемах, например, в автономных применениях или при поддержке нерыночных механизмов (договоров поставки мощности, бюджетных субсидий и т.п.).

1.3. Использование индивидуальных теплогенераторов для выработки тепловой энергии

В соответствии с [1] доля производства тепла индивидуальными теплогенераторами составляет 18 %, и к 2030 году должна немного снизиться – до 17 % при росте в абсолютном выражении на 20 млн. Гкал/год. Увеличение объема выработки тепловой энергии индивидуальными теплогенераторами будет происходить за счет деурбанизации и увеличения доли малоэтажного строительства в общем объеме строительства жилья до 55 %. В настоящее время наблюдается увеличение темпов строительства индивидуального жилья (Рисунок 1.5).

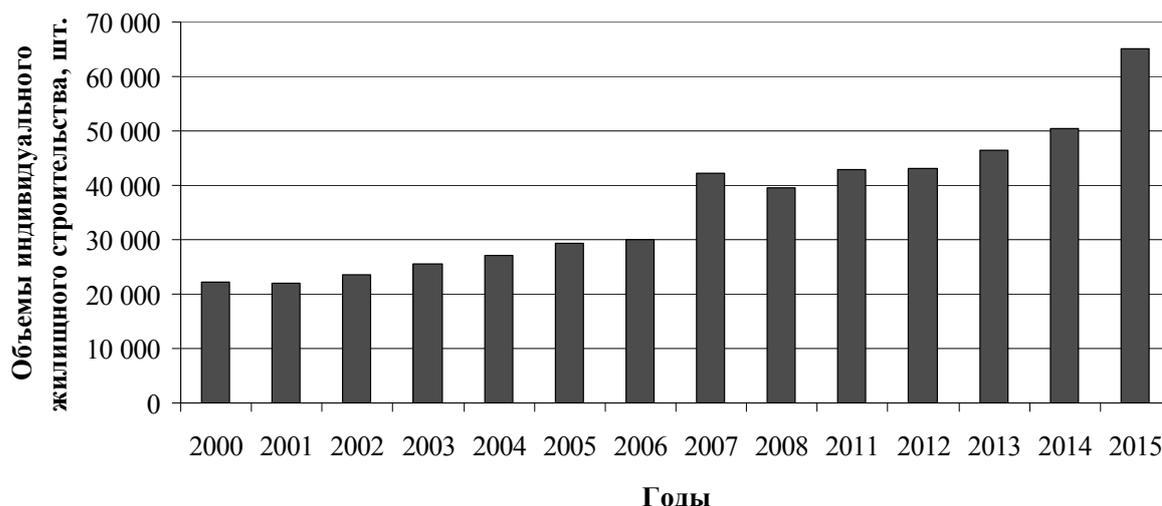


Рисунок 1.5 – Объемы индивидуального жилищного строительства в ЦФО²

Индивидуальные теплогенераторы используются преимущественно для отопления небольших зданий. В этом сегменте централизованное отопление не может успешно конкурировать с индивидуальными системами, поскольку теплосетевое хозяйство в условиях малоэтажной застройки становится неоправданно дорогим и сложным.

В области индивидуального теплоснабжения в последнее время наблюдается существенный прогресс. Созданы компактные и экономичные котлы малой мощности, надежная арматура, внедрены полимерные трубопроводы для внутридомовых инженерных систем. Особо следует отметить развитие надежных и эффективных систем автоматизации производства и распределения тепловой энергии. Все это позволило достичь высокой эффективности использования топлива, низких капитальных расходов и приемлемого уровня надежности.

Совершенствование систем индивидуального теплоснабжения привело к тому, что в ряде стран, преимущественно с теплым климатом, а зачастую и умеренным, таких как Испания, Италия, Греция и др. широкое распространение получили системы поквартирного отопления многоквартирных домов. В России были попытки скопировать

² <http://www.gks.ru/>

зарубежный опыт в этой области, но уже реализация пилотных проектов выявила ряд проблем такого подхода.

Так, в Смоленске системы поквартирного отопления были применены при строительстве нескольких многоквартирных домов [18]. Внедрение поквартирного отопления выявило существенные выгоды для муниципалитета, поскольку сняло с него ответственность за обеспечение поставок тепла, переложив ее на собственников жилья, не потребовало выделения земельных участков для строительства отдельных котельных и тепловых сетей. Проект показал снижение расходов на выплату бюджетных субсидий. При надлежащей эксплуатации общее потребление топлива индивидуальными теплогенераторами оказывается существенно ниже по сравнению с централизованными системами за счет отсутствия потерь в тепловых сетях, улучшаются санитарно-гигиенические условия в жилых зданиях при более широких возможностях регулирования подачи тепла. С другой стороны, в процессе эксплуатации теплогенераторов были отмечены проблемы с выходом котлов из строя из-за низкого качества теплоносителя, эксплуатацией дымоходов, отоплением помещений общего пользования (подвалы, чердаки, лестничные клетки). Эти проблемы обостряются в многоквартирных (многоэтажных) домах.

Собственники жилья являются ответственными за проведение работ по техническому обслуживанию индивидуальных теплогенераторов, дымоходов, систем автоматики, что в ряде случаев не позволяет обеспечить надежность и безопасность систем отопления. Последствием неудовлетворительной эксплуатации может стать останов котла с последующим размораживанием системы отопления, а также аварийные ситуации с угрозой здоровью жильцов, например отравления угарным газом, взрывы и пожары.

Таким образом, системы индивидуального поквартирного отопления будут преимущественно использоваться в условиях малоэтажной застройки. Поквартирное отопление многоквартирных домов, по-

видимому, не будет носить массового характера, и будет применяться преимущественно в южных регионах страны.

1.4. Теплоснабжение от центральных и автономных котельных

Как говорилось выше, теплофикация имеет существенные преимущества перед отдельной выработкой электроэнергии и тепла. Однако, если в плане ресурсосбережения ТЭЦ (в контексте эффективности национальной и региональной экономики) имеет несомненные преимущества, то в реальных условиях экономическая эффективность не всегда может быть достигнута.

Эффективная эксплуатация ТЭЦ возможна при максимально полной загрузке как электрогенерирующего, так и теплофикационного оборудования, а установленная мощность должна быть достаточно высокой для обеспечения рентабельной эксплуатации энергоисточника. Эти и иные обстоятельства не позволяют внедрять теплофикацию повсеместно и открывают нишу для строительства котельных – некогенерационных теплоисточников.

Преимущества котельных наиболее существенно проявляются при теплоснабжении небольших автономных потребителей, покрытии нагрузок, имеющих выраженные пики потребления, необходимости поэтапного ввода в эксплуатацию жилых массивов и цехов предприятий.

Согласно Энергетической стратегии до 2030 года выработка тепла на центральных и автономных котельных снизится с 863 до 780 млн. Гкал/год. Но, учитывая высокую изношенность существующих систем теплоснабжения, объем инвестиций, необходимый для поддержания их в работоспособном состоянии и модернизации существующих теплоисточников и теплосетевого хозяйства, составляет около 250 млрд. руб. [12]. Использование центральных котельных наиболее целесообразно в малых городах и поселках с численностью

населения до 100 тыс. человек, поскольку в таких населенных пунктах для строительства ТЭЦ, как правило, тепловая нагрузка недостаточна и ее плотность недостаточно высока. По данным Госкомстата [19] по состоянию на 2013 год в РФ насчитывалось 2 166 городов и поселков городского типа с населением до 100 тыс. человек. Общая численность жителей, проживающих в этих населенных пунктах, составляет более 34 млн. человек или 24 % от общей численности населения РФ. Котельные могут эффективно использоваться также и в больших городах для теплоснабжения районов, находящихся вне зон действия тепловых сетей крупных ТЭЦ. Таким образом, база для модернизации и развития некогенерационного централизованного теплоснабжения достаточно велика.

Следует подчеркнуть, что реконструкция энергетических объектов всегда являет собой конкретную, многоплановую задачу, как правило, плохо укладывающуюся в рамки стандартных, унифицированных решений. Так, при локальном дефиците в электрической энергии отдельные мощные теплоисточники (котельные) с агрегатами производительностью 100 Гкал/ч и более могут быть эффективно надстроены конверсионными газотурбинными установками со сжиганием топлива в остаточном кислороде отработанных газов ГТУ [20].

Реконструкция ТЭЦ и подключенных к ним тепловых сетей представляет масштабную задачу и может реализовываться, в большинстве случаев, лишь поэтапно. Это затрудняет комплексную модернизацию системы теплоснабжения, включающую реализацию новых схемных и технологических решений. Реконструкция котельных, особенно небольшой мощности, напротив, не требует значительных инвестиций. В этом случае проектанты имеют больше свободы действий в плане укрупнения или разукрупнения теплоисточников, внедрения новых технологий.

Одним из обстоятельств, которые могут способствовать привлечению инвестиций именно в сектор строительства и реконструкции центральных котельных, является их низкая стоимость по сравнению с когенерационными источниками. Соотношение удельных капитальных вложений в расчете на единицу установленной тепловой мощности может составлять 10 – 20 кратную величину.

Небольшая котельная может быть построена в течение 0,5 – 1 года, в то время как для строительства ПГУ-ТЭЦ мощностью 100 Гкал/ч и более может потребоваться 3 – 4 года. Эти факторы в условиях ограниченного доступа к финансовым ресурсам, значительных инвестиционных рисков и высоких процентных ставок играют существенную роль в принятии решений в пользу выбора некогенерационных источников тепла.

В российских условиях котельные имеют существенные преимущества благодаря возможности использования природного газа. Высокая степень газификации городов и крупных поселений, относительно низкая стоимость этого вида топлива позволяют быстро и при минимальных затратах реализовывать проекты строительства газовых котельных, обеспечивая потребителей недорогой тепловой энергией. В соответствии с Энергетической стратегией [1] доля природного газа в энергетическом балансе страны к 2030 году будет составлять не менее 48 %. Экологичность газового отопления имеет в современных условиях не последнее значение. Использование для теплоснабжения других видов топлива, таких как уголь, мазут, биомасса, как правило, оказывается менее эффективным по сравнению с природным газом и реализуется в основном в негазифицированных регионах.

В странах Евросоюза, в которых природный газ в среднем в 3 – 5 раз дороже, чем в России, ситуация принципиально иная. Сжигание газа в традиционных котельных считается неперспективным направлением в энергетике. Использование газовых котельных планируется для автономного теплоснабжения, покрытия пиковых нагрузок, а также в

качестве резервных теплоисточников [21]. В этих странах проводится целенаправленная политика по использованию для целей теплоснабжения когенерационных источников, конденсационных котлов³, тепловых насосов⁴, вовлечению в топливный баланс возобновляемых энергоресурсов, в том числе различных отходов. Поэтому зарубежный опыт не может быть напрямую спроецирован на российские условия.

Таким образом, в качестве выводов можно сформулировать следующее.

– Когенерация является одним из наиболее эффективных направлений развития энергетики, особенно с учетом климатических и территориальных особенностей России. В то же время в современной экономической ситуации интенсивный вариант перевооружения российских систем теплоснабжения с замещением существующих котельных когенерационными теплоисточниками является труднореализуемым. Запланированное увеличение выработки тепла ТЭЦ будет идти по пути повышения загрузки существующих мощностей и реализации лишь отдельных проектов.

– Применение систем индивидуального теплоснабжения будет расширяться, но преимущественно в области малоэтажного строительства, и не составит конкуренции централизованным системам.

– В среднесрочной перспективе значительная доля тепла будет вырабатываться некогенерационными централизованными теплоисточниками – котельными установками. Значительные средства будут направляться на финансирование реконструкции котельных и тепловых сетей, в том числе на совершенствование схем теплоснабжения, корректировку мощности и расположения теплоисточников.

³ Устройства, использующие не только теплоту сгорания топлива, но и энергию конденсации водяных паров, образующихся при его сжигании

⁴ Устройства, использующие низкопотенциальные источники тепла – грунта, рек, морей, сточных вод и т.п.

– При реализации проектов нового строительства и реконструкции котельных акцент будет сделан на использование природного газа в качестве основного вида топлива.

Массовая реконструкция систем централизованного теплоснабжения, базирующихся на некогенерационных теплоисточниках, требует разработки алгоритмов оценки оптимальной мощности и распределения теплоисточников для проработки проектов реконструкции и выбора вариантов для их реализации.

2. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ И ДРУГИХ ПАРАМЕТРОВ НЕКОГЕНЕРАЦИОННЫХ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Параметры систем централизованного теплоснабжения, оказывающие существенное влияние на их технико-экономические показатели

При выборе оптимального технологического облика систем неогенерационного централизованного теплоснабжения ряд параметров должен быть определен на основе технико-экономических расчетов. К их числу относятся:

- единичная мощность источника теплоснабжения⁵,
- удельное падение давления теплоносителя в тепловых сетях,
- температурный график,
- параметры изоляции трубопроводов.

Повышенную значимость при оптимизации систем теплоснабжения приобрела единичная мощность центральных тепловых пунктов, вплоть до того, что в ряде случаев возникают дискуссии о целесообразности устройства индивидуальных тепловых пунктов у каждого абонента. К сожалению, в настоящее время при практической реализации проектов строительства и реконструкции систем теплоснабжения детальная проработка различных вариантов с целью оптимизации их технического облика выполняется лишь в отдельных случаях. В большинстве ситуаций технико-экономические параметры проектируемых систем выбираются исходя из имеющихся типовых решений без привязки к конкретным

⁵ Под источником теплоснабжения понимается совокупность генерирующих теплоагрегатов, сосредоточенных в одной точке тепловой сети. Соответственно, под мощностью теплоисточника понимается суммарная мощность этих агрегатов.

объектам, хотя оптимизация этих параметров могла бы существенно улучшить экономику большинства проектов.

Причинами недостаточной предпроектной проработки является ограниченность бюджета, хотя относительные затраты на эти цели в общем объеме проекта обычно не превышают 1 %. В целях экономии заказчики реконструкции пытаются осуществить эти проработки бесплатно, поручая их потенциальным исполнителям проектных или монтажных работ, поставщикам оборудования. В результате могут быть получены ангажированные результаты, которые обосновывают включение в проект оборудования конкретных поставщиков, увеличивают смету строительства или иным образом направлены на удовлетворение чьих-либо корпоративных интересов. Естественно, такая «оптимизация» не всегда соответствует интересам потребителей и государства.

Поэтому, технико-экономические параметры проектов реконструкции систем теплоснабжения должны быть оценены и оптимизированы на самой ранней стадии предпроектных проработок независимыми специализированными организациями по простым методикам, не требующим существенных затрат, обеспечивающим возможность их проверки и экспертную оценку.

Мощность теплоисточников (степень централизации производства тепла)

Вопросы выбора оптимальной мощности теплоисточников подробно рассматривались в отечественной научно-технической литературе на протяжении всей истории развития централизованного теплоснабжения [3, 13, 22, 23]. Техничко-экономические расчеты, выполненные большинством исследователей, показали, что на протяжении многих десятилетий для большинства городов и поселков наиболее эффективным решением оказывалось максимальное укрупнение источников теплоснабжения. При существовавшем техническом уровне агрегатов централизация позволяла

также решить проблемы надежности. По этому пути шли СССР и страны-участницы СЭВ, в прошлом веке занимавшие лидирующие позиции в области централизованного теплоснабжения.

В настоящее время в связи со сменой экономической обстановки и в силу существенного повышения технического уровня инженерных систем вопрос степени централизации производства тепла в нашей стране проходит стадию переосмысления. Широко внедряются индивидуальные и автономные когенерационные и некогенерационные системы теплоснабжения, а также групповые котельные небольшой мощности. Выполнены расчеты, подтверждающие в ряде случаев, причем нередко, целесообразность снижения уровня централизации. Вопросы выбора оптимальной мощности теплоисточников рассмотрены также в [24, 25].

Масштаб системы теплоснабжения, определяемый тепловой мощностью теплоисточника, является основным параметром, влияющим на ее технологический облик и стоимостные показатели. Вопрос степени централизации производства тепла должен быть решен на самой начальной стадии разработки схемы теплоснабжения. От того, какая нагрузка приходится на источник, какое количество потребителей подключено к его тепловым сетям, зависят практически все параметры, которые определяются на последующих этапах разработки схемы теплоснабжения при детализации и уточнении ее технического облика. К ним относятся: разветвленность сетей, необходимость сооружения дополнительных насосных станций, тип, количество и мощность тепловых пунктов, рациональный температурный график системы. Оптимизация параметров, не оказывающих существенного влияния на ключевые положения схемы теплоснабжения, может быть выполнена на более поздней стадии проработки инвестиционной программы. К числу таких параметров могут быть отнесены тип прокладки и толщина изоляции тепловых сетей, удельное падение давления в трубопроводах, выбор типа оборудования для теплоисточников и тепловых пунктов.

Удельное падение давления теплоносителя в тепловых сетях

При проектировании тепловых сетей одним из базовых параметров, определяющих капитальные затраты на строительство и издержки на последующую эксплуатацию, являются удельные потери давления на прокачку теплоносителя. Для уменьшения значения этого показателя необходимо использовать трубы большего диаметра, что увеличивает капитальные затраты на строительство, тепловые потери, трудоемкость эксплуатации. Уменьшение диаметров трубопроводов ведет к перерасходу электроэнергии для прокачки теплоносителя, установке более мощных насосов.

Оптимизационная задача для показателя удельного падения давления сформулирована в [3]. Указание на необходимость выполнения соответствующих технико-экономических расчетов содержится и в действующей редакции СНиП «Тепловые сети» [26]. В ряде источников [27] и более ранней редакции СНиП «Тепловые сети» имелась рекомендация относительно удельного падения давления – на уровне 80 Па/м для магистральных тепловых сетей и 300 Па/м – для ответвлений. В [13] имеется ограничение на предельную скорость движения теплоносителя в трубопроводах на уровне 3,5 м/с для предотвращения интенсивных гидравлических ударов в сети при пуске сетевых насосов. Минимальная скорость движения теплоносителя обычно также ограничивается (0,3 м/с) для исключения образования воздушных полостей в системе, а также для снижения скорости процессов, связанных со стояночной коррозией.

В настоящее время нормы, закрепленные в СНиП, не носят обязательного характера, и поэтому на практике проектные и теплоснабжающие организации в большинстве случаев пользуются либо вышеуказанными нормативами скорости теплоносителя и удельного

падения давления, либо сами выбирают скорость теплоносителя (чаще всего на уровне от 0,8 до 1,5 м/с).

В принципе, оптимальное падение давления в тепловых сетях определяется соотношением стоимости электроэнергии, затратами на компенсацию тепловых потерь и инвестициями на строительство трубопроводов с учетом ряда технологических ограничений и может варьироваться для различных систем теплоснабжения.

Проблема выбора оптимального падения давления в тепловых сетях рассматривается также и в зарубежной литературе. В странах Западной Европы используются различные принципы регулирования параметров теплоносителя в системах теплоснабжения: качественное, количественное и количественно-качественное. Соответственно, оптимальные значения падения давления также могут широко варьироваться. В европейских системах централизованного теплоснабжения удельное падение давления принимается в диапазоне от 30 до 2 000 Па/м [28]. В Дании характерное значение этого показателя составляет 100 Па/м. В ряде случаев европейские проектировщики стремятся принять максимально возможное значение перепада давления в тепловой сети с целью минимизации капитальных затрат на прокладку тепловых сетей. Пример такого подхода содержится в [29], где ограничением перепада давления в системе теплоснабжения является предельное давление, на которое рассчитаны применяемые в проекте трубопроводы. Но, как правило, скорость движения теплоносителя в трубопроводах ограничивается 3,5 м/с для магистральных тепловых сетей и 3 м/с – для распределительных [30].

Подходы к экспресс-оценке оптимального падения давления в тепловых сетях предложены автором в [31, 32]. В работах показано, что оптимум удельного падения давления теплоносителя в различных системах теплоснабжения может существенно различаться в зависимости от типа прокладки теплотрасс, стоимости топлива и электроэнергии, а также других местных условий. Приведены примеры, в которых

оптимальные значения удельного падения давления теплоносителя составили от 17 до 200 Па/м по сравнению со стандартной величиной 80 Па/м, что обеспечило снижение затрат на транспорт теплоносителя от 10 до 20 % (Рисунок 2.1).

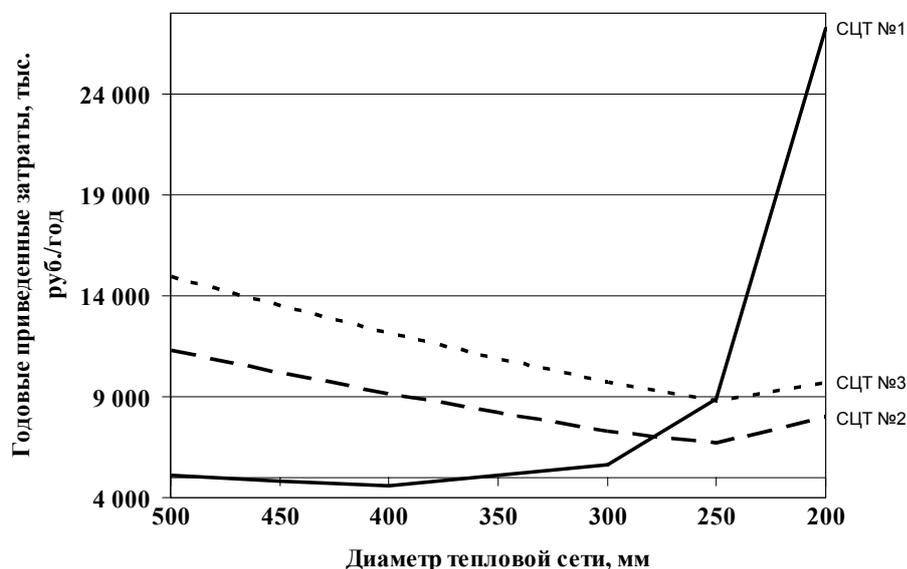


Рисунок 2.1 – Оптимизация диаметра тепловой сети для различных систем теплоснабжения [31]

Температурный график

Выбор температурного графика для конкретной системы централизованного теплоснабжения представляет собой достаточно сложную оптимизационную задачу [3, 13]. С ростом температуры увеличиваются тепловые потери, но уменьшаются расходы теплоносителя, а, следовательно, диаметры трубопроводов и затраты на циркуляцию.

В СССР системы централизованного теплоснабжения проектировались на высокие температурные графики, поскольку в тот период стоимость энергоресурсов была относительно низкой, и основное внимание уделялось снижению металлоемкости и упрощению технологических схем тепловых сетей. В целях унификации для первичного контура (централизованные источники – магистральные сети) наиболее часто применялся график 150/70 °С, а для вторичного контура

(распределительные сети – абоненты) и автономных источников – 95/70 °С и 105/70 °С.

В настоящее время ситуация существенно изменилась, графики с пониженными температурами оказались более эффективными. Это связано с увеличением относительной доли затрат на топливо в стоимости тепловой энергии, стремлением выработать на ТЭЦ дополнительную электроэнергию на тепловом потреблении в результате расширения пара до более низкого давления. В мировой практике широко внедряются энергосберегающие технологии, обеспечивающие достаточно высокую эффективность при работе с пониженной температурой теплоносителя. К ним относятся системы напольного отопления («теплые полы», «теплые плинтусы»), конденсационные котлы. Широкое применение полимерных трубопроводов, как во внешних инженерных сетях, так и во внутренних коммуникациях также требует понижения температуры и давления теплоносителя. Поэтому в современных нормативных документах – Федеральном законе «О теплоснабжении» [16], Методических указаниях о требованиях к схемам теплоснабжения [17], СНиП «Тепловые сети» [26] - содержится прямое указание на необходимость установления температурных графиков на основании конкретных технико-экономических расчетов. То есть, налицо уход от единого для всех случаев температурного графика тепловой сети в сторону индивидуальных решений.

Курс на использование пониженных температурных графиков характерен для европейских стран. Например, в скандинавских странах широко применяются температурные графики – 120/50 °С, 120/70 °С. Этот опыт в определенной мере проецируется на российские системы централизованного теплоснабжения. Так, в Челябинске компания «Фортум», эксплуатирующая городские ТЭЦ и магистральные тепловые сети, реализует проект перехода на пониженный график 130/70 °С, что

позволит достичь увеличения производства электроэнергии на тепловом потреблении на 7 % и сократит тепловые потери.

При реконструкции системы централизованного теплоснабжения может быть подобран оптимальный температурный график. Однако возможности оптимизации температурных графиков при реконструкции сетей в большинстве случаев ограничены техническими параметрами существующих абонентских систем (производительностью теплообменных агрегатов в тепловых пунктах, поверхностью отопительных приборов у потребителей). Поэтому оптимизация температурных графиков используется в большей части в новом строительстве, когда существует возможность согласования характеристик всех звеньев технологической цепочки: источник – сеть – потребитель.

Толщина слоя тепловой изоляции

Выбор оптимальной толщины изоляции труб при определенной конструкции трубопровода представляет собой задачу, в которой участвуют два основных параметра: удорожание тепловых сетей при увеличении слоя изоляции и тепловые потери [26]. Сопоставление этих двух значений позволяет выбрать оптимальную конструкцию трубопровода [33] с учетом СНиП «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» [34].

Однако возможности проектантов в данном направлении существенно ограничены, поскольку в настоящее время большая часть тепловых сетей прокладывается в подземном бесканальном исполнении с применением предизолированных трубопроводов высокой заводской готовности – стальные и полимерные трубы в ППУ-изоляции унифицированной конструкции. Исключение представляют трубопроводы в надземном исполнении, а также канальной прокладки, изолированные ППУ-скорлупами или минеральной ватой. В этом случае при

изоляции трубопроводов на месте выполнения работ, возможно применение утеплителя различной толщины.

Проведение оптимизационных расчетов позволяет выбрать наиболее целесообразный слой изоляции для трубопроводов, эксплуатирующихся в различных условиях – прямые, обратные трубопроводы, различные температурные графики и пр. К сожалению, на практике оптимизационные расчеты выполняются редко, толщина изоляции принимается по стандартным типоразмерам.

Представляется необходимым выполнять оптимизационные расчеты для определения оптимального слоя изоляции тепловых сетей, по крайней мере, в комплексных проектах реконструкции систем теплоснабжения, что позволит достичь определенной экономии затрат теплоснабжающих организаций и снижения тарифной нагрузки на потребителей.

Единичная мощность тепловых пунктов

В прошлом, в отечественных системах теплоснабжения характерные мощности тепловых пунктов принимались на уровне от 5 Гкал/ч и выше, поскольку теплообменное, насосное оборудование и автоматика для регулирования отпуска тепла были достаточно громоздки, ненадежны и отличались высоким уровнем шума (Рисунок 2.2).

Достаточно часто регулирование осуществлялось вручную. При таком техническом уровне центральные тепловые пункты целесообразно было размещать в отдельностоящих помещениях и от них к отапливаемым зданиям прокладывать трассы отопления и горячего водоснабжения.



Рисунок 2.2 – Центральный тепловой пункт с кожухотрубными теплообменниками



Рисунок 2.3 – Индивидуальный тепловой пункт

Ситуация кардинально изменилась в конце XX века с массовым внедрением компактных пластинчатых теплообменников, малошумных насосов, эффективной автоматики, а также средств диспетчеризации. Это привело к тому, что размеры тепловых пунктов уменьшились кратно,

отпала необходимость в ручном регулировании, а затем и в постоянном обходе. Снижение уровня шума привело к возможности установки индивидуальных тепловых пунктов в подвалах или на первых этажах отапливаемых зданий, позволило обеспечить более гибкое регулирование тепловой нагрузки потребителей (Рисунок 2.3).

Прогресс в техническом облике тепловых пунктов привел к созданию новой концепции систем централизованного теплоснабжения, состоящей из централизованного источника, магистральных трубопроводов и индивидуальных тепловых пунктов, располагающихся непосредственно у потребителей тепла. Это позволило отказаться от наиболее уязвимого звена систем централизованного теплоснабжения – наружных сетей горячего водоснабжения и существенно повысить надежность и качество услуг централизованного теплоснабжения. Низкий срок службы наружных стальных сетей горячего водоснабжения связан с циркуляцией по ним воды питьевого качества, как правило, не проходящей водоподготовку и деаэрацию, что приводит к их интенсивной коррозии.

В дальнейшем проблема надежности сетей горячего водоснабжения получила альтернативный вариант решения – полимерные трубопроводы, которые также могут обеспечить надежную эксплуатацию системы с сохранением центральных тепловых пунктов. На данный момент используются обе схемы: решение с использованием индивидуальных

тепловых пунктов и ликвидацией сетей горячего водоснабжения, и схема сохранения центральных тепловых пунктов с использованием полимерных сетей горячего водоснабжения. Оба этих варианта имеют право на существование, и целесообразность выбора между ними определяется технико-экономическим расчетом.

В качестве примера можно привести опыт Москвы, в которой была реализована концепция массового внедрения полимерных трубопроводов с сохранением центральных тепловых пунктов, в рамках которого ОАО «МОЭК» с 2007 года ежегодно выполняло реконструкцию более четырехсот километров распределительных тепловых сетей. В то же время в городе Мытищи Московской области был реализован проект установки более двухсот индивидуальных тепловых пунктов с ликвидацией существующих центральных тепловых пунктов, что позволило снизить потребление топлива на 15 %, существенно повысить надежность и качество теплоснабжения [35].

Порядок оптимизации параметров системы теплоснабжения

Мощность источников является ключевым параметром, определяющим облик систем теплоснабжения, и поэтому в настоящей работе подробно рассматриваются критерии и подходы к выбору их наиболее рациональной теплопроизводительности.

Выбор прочих параметров, таких как перепад давления теплоносителя в тепловых сетях, температурный график, параметры изоляции трубопроводов, единичная мощность тепловых пунктов также способен оказать влияние на конечную эффективность системы, но в основном не связан с мощностью теплоисточника и может быть выполнен на этапе уточнения технологического облика систем централизованного теплоснабжения.

Так, выбор схемы подключения потребителей – через центральные или индивидуальные тепловые пункты позволяет получить эффект на

стадии распределения тепла – в распределительных тепловых сетях и при регулировании тепловой нагрузки. Он практически не зависит от мощности теплоисточника. Поэтому данное решение может быть принято независимо от выбранной производительности источника теплоснабжения.

Оптимизация системы теплоснабжения путем понижения температурного графика затрагивает не только теплоисточник, тепловые сети и тепловые пункты, но и теплопотребляющие системы потребителей, что в случае реконструкции существующих систем теплоснабжения сложно реализовать.

Выбор толщины изоляции тепловых сетей должен выполняться после принятия решений по схеме теплоснабжения, то есть на стадии, когда выбраны мощности и точки размещения теплоисточников, определены длины и диаметры тепловых сетей.

Вопрос о выборе оптимального падения давления в тепловых сетях может решаться совместно с задачей выбора оптимальной единичной мощности теплоисточника. Однако влияние этого параметра на общие издержки теплоснабжения относительно невелико, не превышает 2 – 3 % [31], в то время как будет показано в настоящей работе, оптимизация мощности источников теплоснабжения позволяет снизить суммарные издержки на 10 – 20 %. Поэтому для упрощения процесса оптимизации целесообразно вести на первом этапе выбор наиболее экономичной единичной мощности теплоисточников, а затем, на последующих этапах предпроектных проработок оптимизировать гидравлические потери.

Таким образом, при строительстве и реконструкции систем централизованного теплоснабжения существует ряд параметров и схемных решений, которые должны быть оптимизированы на стадии предпроектных проработок. Но вопрос о выборе оптимальной единичной мощности теплоисточников является наиболее важным и значимым в экономическом плане, поэтому должен решаться на самой

предварительной стадии предпроектных проработок. Оптимизация некоторых прочих параметров может быть выполнена независимо от мощности теплоисточников, а другие параметры играют не столь значительную роль в процессе оптимизации системы теплоснабжения и могут быть выбраны на более поздних стадиях реализации проектов.

2.2. Оптимизация мощности теплоисточников в СССР

Основные предпосылки

Большая часть российских систем централизованного теплоснабжения, эксплуатирующихся в настоящее время, были созданы во времена существования СССР, преимущественно в 50 – 80-е годы прошлого века. Предпосылками, определившими технологический облик систем теплоснабжения, послужили такие факторы, как централизованная экономика, ускоренная индустриализация и урбанизация, технологические решения, доступные на тот период времени.

Централизованная экономика

Централизованное планирование и управление экономикой в масштабах государства давало возможность привлечения существенных материальных ресурсов для строительства крупных энергетических объектов и систем. Начиная с 1935 года, отпуск тепла от централизованных теплоисточников увеличивался в 2 - 3 раза за каждую пятилетку [36], и к 1980 году достиг значения 3 490 млн. Гкал/год [22]. Основная доля прироста тепловой нагрузки приходилась на крупные ТЭЦ, а также на промышленные и промышленно-отопительные котельные. Развитие промышленности, требовавшей существенных энергетических мощностей, стало одним из основных драйверов развития советской энергетики. Промышленно-отопительные ТЭЦ и котельные во многих случаях одновременно становились источниками теплоснабжения городов

и поселков, прилегающих к предприятиям [4]. Таким образом, масштабное развитие централизованных систем теплоснабжения являлось естественным следствием интенсивной индустриализации и урбанизации страны.

Уровень технологического развития

Технологические решения, актуальные по состоянию на середину прошлого века, определяли облик создаваемых систем централизованного теплоснабжения. Важной особенностью развития энергетических технологий являлась направленность на повышение мощности как отдельных агрегатов, так и в целом электрических и тепловых станций, поскольку это был основной путь сокращения удельных капитальных затрат, а также повышения их технико-экономических показателей в рамках принятой технической политики СССР. Он предполагал развитие теплофикации на базе мощных паротурбинных ТЭЦ на органическом топливе [22], централизацию теплоснабжения – от районных отопительных и промышленных котельных, ликвидацию ТЭЦ и котельных малой мощности. Укрупнение отопительных котельных считалось целесообразным до уровня мощности 600 Гкал/ч, а единичных котлоагрегатов – до уровня 180 Гкал/ч. Существовавшие на тот момент технологии децентрализованного теплоснабжения были менее эффективны по сравнению с крупными энергоисточниками, что не позволяло им быть конкурентоспособными в зонах высокой плотности тепловых нагрузок.

Эти факторы обеспечили создание крупных разветвленных систем централизованного теплоснабжения, которые развивались несмотря на существенные материальные затраты в строительство тепловых сетей, сложности их режимной наладки, тепловые потери и затраты электроэнергии на циркуляцию теплоносителя.

Другим технологическим фактором, оказавшим влияние на укрупнение систем централизованного теплоснабжения, оказалось

недостаточно совершенное газоиспользующее оборудование, не позволявшее обеспечить приемлемый уровень эксплуатационной безопасности. Так, в Москве, а также в других городах, при массовом переводе автономных угольных котельных на газ резко возрастало число аварий, в том числе с несчастными случаями. Это также стимулировало централизацию теплоснабжения на базе районных и квартальных котельных.

Дополнительным аргументом в пользу централизации теплоснабжения являлась низкая надежность распределительных систем электроснабжения. В этих условиях районные тепловые станции, имевшие I категорию энергоснабжения (как правило, два независимых электрических ввода), могли с большей вероятностью сохранить работоспособность, обеспечивая циркуляцию теплоносителя, как в магистральных, так и во внутриквартальных сетях. Сохранение циркуляции в абонентских системах обеспечивалось зависимой схемой присоединения тепловой нагрузки. Если теплоисточником служила ТЭЦ, то надежность теплоснабжения еще более повышалась, поскольку в этом случае питание сетевых насосов могло обеспечиваться собственной генерацией.

Во времена создания большинства отечественных систем централизованного теплоснабжения средства автоматизации и регулирования теплопотребляющих систем были дороги, громоздки и недостаточно надежны. Это стало одной из причин применения преимущественно качественного регулирования тепловой нагрузки на источниках теплоснабжения и широкого использования нерегулируемых элеваторных схем на вводах потребителей. Такое решение не обеспечивало достаточную гибкость регулирования тепловой нагрузки, снижало комфортность условий теплоснабжения для потребителей, но максимально упрощало систему и делало ее наиболее надежной. Дискомфорт, связанный с качественным методом регулирования тепловой нагрузки, в

наибольшей мере испытывали на себе потребители, подключенные именно к крупным системам централизованного теплоснабжения. Таким образом, укрупнение теплоисточников в ряде случаев приводило к снижению качества теплоснабжения потребителей. Тем не менее, поскольку потребители были де-факто бесправными, имелась возможность поступиться потребительскими свойствами теплоснабжения в пользу определенных экономических и технологических преимуществ.

Экономические ориентиры развития централизованного теплоснабжения в советское время

Во времена СССР реализации проектов строительства систем централизованного теплоснабжения предшествовала большая подготовительная работа, в том числе направленная на расчет и обоснование выбора технико-экономических показателей ТЭЦ и котельных. Однако система критериев советских экономистов существенно отличалась от современной. Так, в качестве основного критерия использовался показатель народохозяйственной эффективности, позволявший соотносить совокупные издержки на строительство и эксплуатацию системы теплоснабжения с общим эффектом от реализации проекта, поскольку и производство и потребление имели единого собственника. Этот показатель позволял абстрагироваться от ведомственной принадлежности субъектов энергосистемы, исключить конфликт интересов между строительными, теплоснабжающими организациями и потребителями. Расчет народохозяйственной эффективности не только нашел отражение в литературе по теплоснабжению, изданной в советский период [3, 13, 22, 37], но и продолжает использоваться в современных методиках для обоснования решений, применяющихся при обосновании развития схем теплоснабжения городов [17].

Другой важной особенностью экономических критериев, определивших облик систем централизованного теплоснабжения, созданных во времена СССР, являлась возможность использования централизованных инвестиционных ресурсов, которые, в отличие от нынешней ситуации, предоставлялись на беспроцентной основе. Эффективность инвестиций, определяемая сроками окупаемости, рассчитывалась в обязательном порядке. Предельные сроки окупаемости устанавливались в нормативном порядке для каждой группы проектов и должны были строго соблюдаться. При этом срок окупаемости капитальных вложений, являясь граничным условием, не становился единственным критерием, по которому ранжировались проекты, как это происходит в настоящий момент. Основными целеполагающими посылами строительства тех или иных объектов энергетики являлась необходимость комплексного развития народного хозяйства, энергообеспечения строящихся предприятий согласно разработанным пятилетним планам.

Это позволяло осуществлять строительство объектов энергетики с разными объемами капиталовложений и разными сроками окупаемости, не создавая противоречий и конфликтов интересов. Эти, не вполне рыночные по современным меркам решения позволили создать запас устойчивости энергетического сектора России и стран СНГ на многие годы после распада СССР.

Таким образом, курс на максимальную централизацию теплоснабжения в СССР был принят и реализован как по экономическим соображениям, так и по совокупности технико-экономических и социально-политических факторов, целеполагающих установок, сложившихся на тот период времени. В итоге, в процессе принятия решений о сохранении или корректировке технологического облика систем централизованного теплоснабжения приходится учитывать не только современные экономические условия, но и сложившуюся структуру энергетического хозяйства.

2.3. Предпосылки и критерии оптимизации уровня мощности теплоисточников в современных условиях

Распад СССР и переход российской экономики на рыночные принципы хозяйствования оказал существенное влияние на функционирование и развитие системы энергообеспечения.

Первым последствием оказался существенный дефицит средств в энергетике, особенно в 90-е годы. Это привело к хроническому недофинансированию ремонта и реновации основных фондов. В настоящий момент большая часть систем централизованного теплоснабжения нуждается не просто в увеличении финансирования ремонтных программ, но требует комплексной реконструкции. На текущий момент потребность в инвестициях в объекты теплоэнергетики Минпромэнерго РФ оценивает в 287 млрд. руб./год, в то время как фактические капитальные вложения на эти цели составляют 87 млрд. руб./год [12]. Причем большая часть источников и сетей изношена настолько, что теряется смысл восстановления существующего оборудования и встает вопрос о его полной замене с переходом на новый технологический уровень.

Изменились технологические решения, применяемые в теплоснабжении. Были внедрены и показали высокую эффективность технологии строительства блочно-модульных котельных на базе газоплотных котлов, пластинчатых теплообменников, шаровой запорной арматуры, эффективного насосного оборудования. Современные средства автоматизации, диспетчеризации и телемеханизации позволяют сократить численность эксплуатационного персонала, обеспечивают высокое качество теплоснабжения, в том числе путем внедрения качественно-количественного и количественного регулирования как абонентских систем, так и систем теплоснабжения в целом.

Тепловые сети, проложенные с использованием современных технологий, перестали быть слабым звеном систем централизованного теплоснабжения. Использование предварительно изолированных трубопроводов в пенополиуретановой и пенополиминеральной изоляции, гибких трубопроводов из сшитого полиэтилена и нержавеющей стали позволило продлить срок безаварийной эксплуатации тепловых сетей до 50 лет⁶, что оказало существенное влияние на экономичность централизованного теплоснабжения.

Наметился тренд на создание энергоэффективных технологий децентрализованного теплоснабжения. Если ранее крупные энергоисточники по эффективности выработки тепла существенно опережали мелкие котельные и разница КПД могла достигать 30 % [38], то современные автономные котельные не уступают по удельным расходам топлива централизованным теплоисточникам [39]. Более того, ряд технологий для децентрализованного теплоснабжения позволяют более эффективно использовать топливно-энергетические ресурсы по сравнению с централизованными энергоисточниками [40, 41].

Современные технологические решения для теплоисточников малой мощности позволили вывести их надежность и безопасность на достаточно высокий уровень, обеспечили возможность их эксплуатации без обслуживающего персонала.

В области когенерации также появились технологии, позволяющие создавать энергоисточники малой мощности, способные конкурировать с мощными централизованными теплоэлектростанциями в определенных нишах: газотурбинные и газопоршневые электростанции [42], а также установки на базе микротурбин.

Во многих странах мира, а в последние годы и в России значительный приоритет предоставляется энергоисточникам, использующим возобновляемые энергоресурсы [43], которые также

⁶ При строгом соблюдении норм проектирования, строительства и эксплуатации

преимущественно работают в области децентрализованного энергоснабжения, в том числе и теплоснабжения.

Расчеты, выполненные применительно к современным условиям создания и функционирования системам централизованного теплоснабжения, показали, что оптимум экономической эффективности в подавляющем большинстве случаев сдвигается в область малых единичных мощностей теплоисточников [44].

Другим фактором, оказывающим существенное влияние на принятие решений о единичной мощности теплоисточников, является правовое поле, в котором функционируют современные теплоснабжающие организации. Действующая модель рынка теплоснабжения создала многочисленные субъекты, среди которых значительная часть относится к категории малых и средних предприятий. В лучшем случае, это теплоснабжающие организации, эксплуатирующие большую часть муниципальной системы теплоснабжения и оперирующие денежными потоками, формируемыми из платежей потребителей за тепло отдельно взятого города или поселения. Собственные инвестиционные ресурсы таких организаций, как правило, существенно ограничены, а кредитоспособность крайне низкая. Объем инвестиционной программы не превышает нескольких процентов от оборота, что позволяет реконструировать в рамках комплексной модернизации только котельные малой мощности. Существует значительное количество теплоснабжающих организаций, владеющих одной - двумя котельными. Примером могут служить промышленные предприятия, обеспечивающие от теплоисточника собственное потребление и небольшую нагрузку жилого сектора. Такие организации, как правило, не способны и не заинтересованы в комплексной реконструкции эксплуатируемой системы централизованного теплоснабжения. Исключение составляют крупные корпорации, владеющие мощными ТЭЦ, крупными теплосетевыми активами, такие как ПАО «Газпром», ПАО «Т Плюс», ПАО «Фортум», способные привлечь

существенные средства для модернизации систем теплоснабжения [45, 46]. Но и их инвестиционные ресурсы ограничены, что позволяет реализовать лишь отдельные инвестиционные проекты.

Объемы финансирования федеральных и муниципальных программ, направляемые на реконструкцию теплоисточников и тепловых сетей, в настоящее время не позволяют реализовывать крупные проекты. Это связано как с общими бюджетными ограничениями, так и с политикой, направленной на максимальную приватизацию отрасли, что препятствует вложению бюджетных средств в основные фонды, эксплуатируемые частными теплоснабжающими организациями. Проекты частно-государственного партнерства реализуются, но в очень незначительных масштабах. Это подтверждает анализ базы данных государственных конкурсных закупок [47], в которой размещаются заказы на строительство и реконструкцию котельных, полностью или частично финансируемых за счет бюджетных средств. Так, более 90 % источников теплоснабжения, реконструируемых за счет федеральных или муниципальных средств, имеют мощность до 15 Гкал/ч, и только единичные объекты – от 20 до 100 Гкал/ч.

Сроки окупаемости и эффективность инвестиций в настоящее время стали если не решающими, то основными критериями в процессе принятия решений при определении облика реконструируемых систем централизованного теплоснабжения. В этой связи проектам реконструкции крупных систем теплоснабжения с длительными сроками проектирования и строительства, а также с более длительными сроками окупаемости даже при большей интегральной эффективности отдается меньшее предпочтение. Инвесторы также учитывают дополнительные риски, связанные с тем, что крупные теплоисточники в большинстве случаев строятся с учетом перспективной нагрузки. Это требует опережающего вложения денежных средств по отношению к фактическим срокам

подключения потребителей, что еще более снижает привлекательность таких проектов.

Важным аспектом, влияющим на процесс принятия решений, является различие корпоративных интересов каждой из вовлеченных в него сторон. В отличие от советской модели, в которой решения принимались государством, современная модель предполагает взаимодействие нескольких организаций, имеющих довольно часто диаметрально противоположные интересы. Примером могут служить интересы инвестора-застройщика, минимизирующего инвестиции в инфраструктуру, потребителей, заинтересованных в минимальных тарифах, и теплоснабжающей организации, для которой приоритетами являются минимальные сроки окупаемости и высокая эффективность инвестиций, а также низкие эксплуатационные затраты.

Значительное влияние на процесс принятия решений в современных условиях имеют производители оборудования и инженерных систем. Корпорации оказывают давление на теплоснабжающие организации, проектные организации и муниципалитеты, лоббируя свои интересы, направленные на реализацию проектов с использованием их оборудования. В частности, большинство проектов перехода на поквартирное отопление, достоинства которых в условиях средней полосы России зачастую весьма спорны, были реализованы по инициативе производителей настенных котлов. Массовое внедрение блочно-модульных индивидуальных тепловых пунктов в России также было инициировано производителями соответствующей техники [48].

Таким образом, современные сдвиги, произошедшие в технологическом облике систем централизованного теплоснабжения, системе взаимоотношений субъектов рынка тепловой энергии, области охраны окружающей среды, значительно сместили акценты в пользу строительства теплоисточников малой мощности. При этом фактор совокупной экономичности инженерных решений продолжает играть

определенную роль. Поэтому вопросам оценки экономической эффективности систем централизованного теплоснабжения в настоящее время уделяется большое внимание.

Так, при обосновании выбора системы теплоснабжения нового московского района Куркино [44] были просчитаны варианты теплоснабжения от районной котельной с сетями и от автономных источников тепла мощностью от 2 до 5 Гкал/ч, работающих в автоматическом режиме. Особенностью данного района является относительно малая этажность застройки, значительные площади, занятые рекреационными зонами, соответствие зданий современным требованиям по теплозащите, что обусловило низкую плотность тепловых нагрузок. Экономические расчеты показали преимущество распределенной теплогенерации. Сравнение выполнялось по критерию минимума приведенных капитальных и эксплуатационных затрат за жизненный цикл проекта. Тем не менее, решение в пользу децентрализации оказалось наиболее выгодно для инвестора-застройщика, поскольку ему удалось таким образом минимизировать инвестиционные затраты. Строительство автономных источников соответствовало идее поэтапной застройки района, позволяло инвестору не замораживать средства в опережающее развитие системы теплоснабжения и не принимать на себя дополнительные риски.

В то же время ряд публикаций указывает на тот факт, что внедрение автономных систем теплоснабжения [49] связано с увеличением вредных выбросов и повышенной трудоемкостью эксплуатации.

В публикациях на тему преимуществ централизованного и децентрализованного теплоснабжения в большинстве случаев рассматриваются два магистральных направления: крупные системы на базе когенерационных источников [50, 51] и автономное (в ряде случаев поквартирное) отопление [18].

Выбор в пользу крупных когенерационных источников обосновывается общей высокой энергетической эффективностью, в том числе, эксергетической ценностью вырабатываемой электроэнергии.

Сторонники децентрализации приводят в свою пользу аргументы об отсутствии потерь в сетях, обеспечении комфортной температуры у потребителей, низких капитальных затратах, неудовлетворительном состоянии существующих систем централизованного теплоснабжения, присоединение к которым не отвечает интересам потребителей.

В подтверждении своей позиции обе стороны приводят зарубежный опыт, как по крупным системам централизованного теплоснабжения, так и по децентрализованным системам. Оponentы выполняют технические и экономические расчеты в пользу своей версии, используя при этом различные системы критериев, рассматривают населенные пункты с различными климатическими условиями, плотностью нагрузок и другими специфическими условиями. Все это требует большой аккуратности и известной осторожности при использовании этих данных и рекомендаций.

На Рисунке 2.4 качественно отражены общие тенденции в вопросе выбора оптимальной мощности теплоисточников, характерные для советского периода и современной ситуации. Из графиков видно, что во времена СССР объем инвестиций, сроки строительства, качество теплоснабжения, экологические характеристики не являлись критическими ограничениями при обосновании проектов. В настоящее же время, сроки реализации, уровень вредных выбросов, объем проекта существенно влияют на принятие решений. Необходимый уровень надежности, качество теплоснабжения могут достигаться при любом уровне мощности.



Техническая политика СССР:

Мощные централизованные энергообъекты



Современные реалии:

Децентрализованные объекты малой мощности

Рисунок 2.4 –Тенденции в вопросе выбора оптимальных значений мощности теплоисточников в СССР и настоящее время

2.4.Методики оптимизации уровня мощности теплоисточников

В соответствии с федеральным законом «О теплоснабжении» [16] одной из задач государственной политики в сфере теплоснабжения является обеспечение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и потребителей. Выбор системы теплоснабжения с оптимальными в этом контексте технико-экономическими параметрами начинается с разработки схемы теплоснабжения, в которой одним из ключевых первоочередных вопросов является определение оптимальной мощности теплоисточников, а, следовательно, и зоны их действия.

Затраты на выработку и транспорт тепла зависят от принятых решений по источникам и сетям. Определение затрат, связанных с выработкой тепла, как правило, не представляет методических трудностей. Капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с источниками тепловой энергии, в основном, зависят от их мощности (при заданном виде топлива) и могут быть определены по соответствующим справочникам и типовым проектам.

Определение технико-экономических параметров тепловых сетей представляет собой более сложную задачу, поскольку они зависят не только от подключенной нагрузки, но и от их схемы. Еще в 1935 году С.Ф. Копьевым [52] были предложены два показателя – длина тепловых сетей и их материальная характеристика (сумма произведений длин и диаметров), которые дают достаточно полную совокупную информацию о затратах на эксплуатацию тепловых сетей. Чем меньше материальная характеристика и длина тепловых сетей, отнесенная к единице подключенной нагрузки, тем экономичнее система. В качестве интегрального показателя, характеризующего систему теплоснабжения, Л.К. Якимовым [23] было использовано понятие радиуса эффективного теплоснабжения, позволяющего определить, до какого предела экономически целесообразно расширять существующую систему теплоснабжения.

Для расчета этих характеристик на протяжении всей истории теплофикации предлагались различные методические подходы.

Метод расчета целесообразности подключения к теплоисточнику отдельного потребителя

Наиболее простой вариант расчета радиуса теплоснабжения был выполнен Л.К. Якимовым в 1931 году для оценки целесообразного радиуса зоны действия Ленинградской государственной электростанции [23]. Автором были выполнены прямые оценки затрат на строительство и эксплуатацию одной линейной магистрали от электростанции до потребителей. Полученные значения сравнивались с вариантом автономного теплоснабжения. В те годы отсутствовала вычислительная техника, поэтому все расчеты выполнялись вручную, что не позволяло рассчитать много альтернатив, и рассматривался единственный вариант подачи тепла от энергоисточника до конкретного объекта по одной магистрали. Другим ограничением было условие подключения нагрузки к

уже существующему источнику теплоснабжения. Он предусматривал сохранение действующих централизованных источников. Вопрос об укрупнении или разукрупнении системы централизованного теплоснабжения с изменением мощности и числа теплоисточников напрямую не мог быть рассмотрен. Алгоритм позволял только оценить, целесообразно ли подключение к существующему теплоисточнику дополнительной нагрузки или нет.

Тем не менее, проектанты и разработчики схем теплоснабжения пользуются этим методом с некоторыми поправками до настоящего времени, поскольку он интуитивно понятен и имеет большую точность расчетов.

Использование информационных геосистем

Методика целесообразности подключения тепловых нагрузок к существующим системам централизованного теплоснабжения вышла на новый уровень развития после внедрения компьютерных информационных геосистем для разработки схем теплоснабжения в соответствии с [17]. Наиболее популярные отечественные информационные продукты, используемые разработчиками, – информационные геосистемы «CityCom-ТеплоГраф», ZuluHydro. Эти компьютерные программы позволяют реализовать вышеописанный алгоритм расчета целесообразности подключения тепловой нагрузки для каждого объекта системы теплоснабжения. Учитывая возможности современной вычислительной техники, расчеты могут вестись не только для отдельных потребителей, но и для районов комплексной застройки.

Нанесение объектов системы теплоснабжения на компьютерную карту, ввод в базу данных технических характеристик этих объектов, таких как тепловые нагрузки, схема подключения, пьезометрические отметки и т.п., позволяет с большой точностью рассчитать все необходимые параметры системы теплоснабжения, включая подбор диаметров тепловых

сетей с помощью встроенного модуля гидравлического расчета. С помощью заложенных в программу алгоритмов экономических оценок могут быть определены оптимальные технологические решения.

Однако при всех преимуществах расчетов с помощью современных компьютерных технологий этот метод имеет недостатки. Для выполнения оценок необходима большая подготовительная работа, включающая в себя сбор, систематизацию и ввод в программу значительного массива информации. Имеющиеся информационные геосистемы не способны в автоматическом режиме формировать варианты схем теплоснабжения, например, с разным числом теплоисточников. Поэтому для поиска оптимального решения оператор-расчетчик вынужден формировать несколько вариантов системы теплоснабжения, число которых может достигать нескольких десятков для каждого района города, и уже затем выбирать из них оптимальный. На практике в силу ограниченности временных и материальных ресурсов подобная совокупность вариантов не рассматривается либо рассчитывается два - три альтернативных варианта, взятых, по сути, на базе экспертных оценок, что не позволяет с достаточной надежностью найти оптимальные решения.

В итоге, использование информационных геосистем является наиболее подходящим методом корректного расчета технико-экономических показателей систем централизованного теплоснабжения на окончательном этапе разработки схемы теплоснабжения, в рамках которого сравниваются два - три варианта. Использование этого инструментария для предварительных оценок – трудоемко, дорого и требует много времени.

Метод использования данных о плотности тепловых нагрузок

Рядом исследователей были предложены эмпирические зависимости, позволяющие рассчитать длину и материальную характеристику тепловых сетей в зоне действия теплового источника как функцию плотности

тепловых нагрузок [3]. Информация о плотности тепловых нагрузок может быть получена из градостроительной документации. Тем самым этот вариант расчетов позволяет выполнить оценки на предварительном этапе проработки схемы теплоснабжения, не требует существенных трудозатрат и большого объема исходных данных. На базе этого метода предложены эмпирические формулы, позволяющие рассчитать радиус эффективного теплоснабжения [52 – 54].

Недостаток данной методики состоит в низкой точности расчетов, связанной с допущениями о равномерности территориального распределения тепловых нагрузок. В зону действия тепловых сетей могут попадать шоссе и железные дороги, рекреационные зоны, водоемы, промышленные зоны. Плотность тепловых нагрузок может существенно варьироваться в пределах района теплоснабжения. Это вносит довольно существенные погрешности в расчеты.

Предложенные соотношения были использованы в расчетах предельного радиуса теплоснабжения [54], однако была сделана оговорка, что уравнения носят полуэмпирический характер, и окончательный корректный расчет технико-экономических параметров может быть выполнен только при использовании современных электронных моделей на базе геоинформационных систем.

Еще раз подчеркнем, что большая часть эксплуатируемых отечественных систем теплоснабжения были созданы во времена СССР, когда существовали экономические, технологические, социально-общественные предпосылки к максимальному укрупнению уровня их мощности. В настоящее время, в связи с изменением экономических ориентиров общества, технологического уровня систем теплоснабжения экономически обоснованные уровни мощности заметно смещаются в сторону меньшей централизации. Однако реконструируемые системы теплоснабжения вынужденно сохраняют в себе «старые», как бы

доставшиеся по наследству черты. Они не могут быть одновременно радикально переделаны. В силу этого обстоятельства оптимальные уровни мощности могут существенно различаться в разных реконструируемых системах, что диктует необходимость тщательного выбора этого показателя в проектах комплексной реконструкции существующих систем когенерационного и некогенерационного централизованного теплоснабжения.

Существующие расчетные методики и программные продукты не позволяют решить вопрос выбора оптимальной мощности теплоисточников в системе теплоснабжения на предпроектной стадии наиболее рациональным путем, то есть с достаточной степенью точности и минимальными затратами. Поэтому остается актуальным вопрос разработки алгоритма, позволяющего при использовании минимального объема исходной информации, с помощью простых инженерных оценок провести соответствующий оптимизационный расчет.

3. АЛГОРИТМ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМ НЕКОГЕНЕРАЦИОННОГО ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Выбор целевых показателей для оптимизации систем централизованного теплоснабжения

Как было отмечено в Главе 2, большинство авторов, предлагавших методики оптимизации технологического облика систем централизованного теплоснабжения по экономическим критериям, выбирали в качестве целевого показателя совокупные приведенные издержки на строительство и эксплуатацию системы за жизненный цикл или в расчете на год. Соответствующая детальная методика предлагается в рамках Рекомендаций [17], опубликованных в 2014 году, и заключается в расчете тарифных последствий реализации инвестиционных мероприятий путем поиска минимума совокупных капитальных и текущих издержек при различных вариантах реконструкции системы теплоснабжения.

Данный путь, учитывающий, по сути дела, народохозяйственный (совокупный для национальной экономики) эффект от реализации конкретных технологических решений, был правильным в условиях советской централизованной экономики, когда все издержки и эффекты, в конечном итоге, сходились у одного хозяйствующего субъекта – государства.

Этот путь может быть в известной степени корректным и в современных условиях, например, с позиции потребителей, которые заинтересованы в минимальных тарифах и, соответственно, минимальных совокупных издержках системы теплоснабжения. Но в современной экономической действительности довольно часто капитальные и эксплуатационные затраты не аккумулируются на балансе одного

хозяйствующего субъекта и не всегда участвуют в формировании конечного тарифа на тепло, поэтому экономические интересы разных сторон, обеспечивающих функционирование систем теплоснабжения, могут не совпадать [55]. Ниже будут рассмотрены интересы субъектов теплоснабжения и целевые критерии их оптимизации.

Теплоснабжающая организация может осуществлять проекты реконструкции систем централизованного теплоснабжения за счет собственных средств (прибыли и амортизации), а также за счет привлеченного коммерческого финансирования. В этом случае она заинтересована в минимизации приведенных совокупных затрат. В ближайшее время в области теплоснабжения планируется переход на систему тарифообразования «Альтернативная котельная» [56]. Этот метод предусматривает фиксацию тарифов на тепло на некотором экономически обоснованном уровне, определяемом издержками на строительство, эксплуатацию котельной и тепловых сетей, построенных с применением современных технологий. При реализации данного подхода появится прямая заинтересованность теплоснабжающей организации в минимизации совокупных издержек, поскольку это не будет приводить к снижению тарифов, устанавливаемых муниципалитетами, как в случае использования метода экономически обоснованных затрат.

Но в ряде случаев теплоснабжающей организации передается в управление уже построенная система теплоснабжения или ее часть. Это происходит, например, в случае комплексной застройки, когда инвестор-застройщик (девелопер) вкладывает средства на строительство микрорайона или группы зданий, включая инфраструктуру, а затем передает теплосетевые активы, а в ряде случаев и котельные муниципалитету. Далее созданное имущество передается в оперативное управление теплоснабжающей организации. В этой ситуации теплоснабжающая организация заинтересована в максимальной эксплуатационной экономичности оборудования и сетей. Инвестор-

застройщик, напротив, будет стараться минимизировать капитальные издержки для повышения эффективности своей девелоперской деятельности.

Похожая ситуация может сложиться, если теплосетевые и теплоэнергетические активы создаются на бюджетные средства. В этом случае теплоснабжающая организация также будет заинтересована в снижении эксплуатационных издержек. Но муниципалитет будет стремиться к оптимизации совокупных приведенных издержек, поскольку это позволит снизить тарифную нагрузку на население и сократить субсидии. Этой цели он может достигать в первую очередь путем разработки и контроля выполнения мероприятий, обоснованных в рамках схемы теплоснабжения муниципального образования, разработанной в соответствии с Требованиями к разработке схем теплоснабжения [17].

Ниже приведены критерии оценки эффективности проектов строительства (реконструкции) систем централизованного теплоснабжения для различных субъектов.

Таблица 3.1 – Критерии оптимизации проектов строительства (реконструкции) систем централизованного теплоснабжения

| Субъект | Целевой критерий |
|-----------------------------|---|
| Муниципалитет | Приведенные совокупные затраты |
| Теплоснабжающая организация | Эксплуатационные затраты – при создании инфраструктуры сторонним инвестором |
| | Приведенные совокупные затраты – при финансировании проекта за счет собственных средств |
| Инвестор-застройщик | Капитальные затраты |

Расчет эксплуатационных затрат для системы теплоснабжения представляет собой суммирование всех издержек единой теплоснабжающей организации и включает в себя затраты на генерацию, транспорт тепла до потребителей и сбыт.

Под капитальными затратами подразумеваются полные затраты на строительство (реконструкцию) некогенерационной системы

теплоснабжения, включающие в себя котельные, тепловые сети и тепловые пункты (кроме индивидуальных тепловых пунктов потребителей).

Показатель совокупных приведенных затрат представляет из себя интегральный показатель, позволяющий обобщить данные об эксплуатационных и капитальных затратах в текущей экономической ситуации. Метод оптимизации по критерию совокупных приведенных затрат на реализацию технических мероприятий широко используется в технико-экономическом анализе эффективности технологических проектов [57, 58]. При этом принимается допущение, что доходная часть проекта несущественно изменяется при реализации различных вариантов и варьируются только капитальные и эксплуатационные издержки.

$$ПЗ = ЭЗ + CRF \cdot КЗ,$$

где $КЗ$ – капитальные затраты, руб.; $ЭЗ$ – эксплуатационные затраты системы теплоснабжения до реконструкции, руб./год; CRF (capital return factor) – безразмерный коэффициент возмещения капитала [59]:

$$CRF = \frac{d}{1 - (1 + d)^{-n}}, \quad (3.1)$$

где d – стоимость капитала, лет⁻¹; n – горизонт расчета, лет.

CRF является коэффициентом, позволяющим вычислить сумму равных годовых платежей в погашение капитальных затрат при заданной процентной ставке (также как рассчитывается годовой платеж по ипотечному кредиту).

Методики расчета капитальных, эксплуатационных и совокупных приведенных затрат рассмотрены ниже.

Дополнительными граничными условиями реализации проекта могут служить объем инвестиций, сроки строительства, экологические характеристики, уровень промышленной безопасности объектов энергетики.

Объем инвестиций, необходимый для строительства (реконструкции) теплоисточника с тепловыми сетями

Реконструкция всей системы централизованного теплоснабжения городского поселения, как правило, является достаточно масштабным инвестиционным проектом, и ее затруднительно осуществить в один этап по ряду причин:

- необходимость обеспечения непрерывного теплоснабжения потребителей;
- ограниченные производственные мощности поставщиков и подрядчиков, привлекаемых к реконструкции;
- лимит денежных средств, которые инвестор может привлечь для финансирования проекта в течение срока его реализации.

Тем не менее, реконструкцию отдельного теплоисточника с тепловыми сетями, особенно небольшой мощности, желательно проводить единовременно, в предельно сжатые сроки. Это позволяет обеспечить сбалансированность всех технологических звеньев новой системы теплоснабжения, выполнить наладку всего комплекса, обеспечить ответственность подрядчиков за работоспособность системы.

Для обеспечения строительства инвестор должен организовать бесперебойное финансирование работ. Поэтому стоимость теплоисточника с его тепловыми сетями не должна превышать доступного объема финансирования и в большинстве случаев является существенным ограничением при принятии инвестиционного решения.

Срок реализации проекта

Срок проведения реконструкции системы централизованного теплоснабжения является существенным ограничением во многих случаях. Это может быть связано с условиями инвестиционного контракта, подключением новых потребителей к системам централизованного теплоснабжения, сроками освоения бюджетных средств и т.п.

Прочие характеристики проекта

Объем выбросов загрязняющих веществ, вопросы промышленной безопасности напрямую зависят от мощности и места размещения теплоисточников и могут оказывать существенное влияние на решение о схеме теплоснабжения.

Таким образом, при выборе мощности некогенерационных теплоисточников в проектах реконструкции централизованных систем теплоснабжения должны учитываться интересы всех участников проекта: потребителей, муниципалитета, теплоснабжающей организации, инвесторов. Значения мощности теплоисточников, оптимизированные для разных участников, могут быть близки, и тогда существенных противоречий между сторонами не возникает. Если оптимумы мощности существенно различаются, то стороны должны приходить к взаимному консенсусу путем проведения переговоров.

В процессе оптимизации могут ставиться дополнительные граничные условия, такие как объем инвестиций, сроки реализации, экологические характеристики системы теплоснабжения и др.

3.2. Описание алгоритма расчетов

В Главе 2 было показано, что для принятия решений о выборе мощности источников реконструируемой системы некогенерационного теплоснабжения есть потребность в упрощенном алгоритме, позволяющем выполнить необходимые оценочные расчеты на предварительной стадии проекта. Обычно применяющийся метод, основанный на использовании показателя плотности тепловых нагрузок, не обеспечивает достаточную точность.

Компьютерные модели на основе информационных геосистем и многовариантные расчеты на предпроектной стадии проработки схемы теплоснабжения не позволяют быстро, с минимальными затратами времени и средств решать оптимизационные задачи. Поэтому для выполнения такого рода расчетов предлагается использовать упрощенный алгоритм оценки технико-экономических показателей реконструируемой системы централизованного теплоснабжения, основанный на использовании показателей существующей системы, к которым вводятся необходимые очевидные поправки.

К использованию такого подхода есть несколько побудительных мотивов. Как показывает практика, почти никогда при реконструкции базовые элементы конфигурации существующих систем теплоснабжения не претерпевают принципиальных изменений; уточнения носят локальный характер и происходят, преимущественно на уровне распределительных сетей. Индивидуальные особенности отдельных потребителей и специфические ограничения, связанные с топологией или климатическими факторами при реконструкции системы теплоснабжения, сохраняются.

Существует определенный консерватизм в отношении отдельных эксплуатационных затрат. Соответственно в тех редких случаях, когда эта ситуация не соблюдается, уже на предпроектной стадии приходится прибегать к усложненным расчетам. Такие расчеты проводятся для нескольких вариантов централизации источников теплоснабжения (мощности теплоисточников) после чего в соответствии со сформулированными выше критериями определяется оптимальный вариант реконструкции системы. Эти рассчитываемые варианты, как правило, достаточно очевидны для специалистов-экспертов, которые исходят при их задании из эмпирически устоявшейся «вилки» оптимальной плотности тепловых нагрузок.

Опыт показывает, что достаточно проанализировать несколько таких вариантов, чтобы прийти к приемлемой по точности оценке оптимальной

мощности теплоисточников. Данный подход применим для проектов комплексной реконструкции существующих систем теплоснабжения, в которых планируется замена и существующих источников, и тепловых сетей. Естественно, он может быть использован и в случае частичной реконструкции системы теплоснабжения.

Оптимизационные расчеты системы теплоснабжения новой застройки должны выполняться в соответствии с методикой, основанной на оптимальной плотности тепловых нагрузок. Подключение новых потребителей к существующей системе централизованного теплоснабжения при отсутствии необходимости ее комплексной реконструкции целесообразно выполнять на базе информационных геосистем.

Как говорилось выше, оптимизация ведется по ключевому параметру – единичной тепловой мощности некогенерационных теплоисточников (котельных). Предполагается, что общая нагрузка рассматриваемого района теплоснабжения пропорционально делится между несколькими теплоисточниками. Уточнение мощности каждого из теплоисточников, а также их размещения на местности относятся к стадии подготовки детальной схемы теплоснабжения района. Для заданной плотности тепловых нагрузок, технологической схемы и прочих инженерных решений удельные капитальные вложения в реконструкцию источника и сетей, а также эксплуатационные затраты могут быть выражены функциями тепловой мощности теплоисточников.

Подбор оптимумов прочих параметров – температурного графика, удельного падения давления в сетях, средней мощности тепловых пунктов может осуществляться на более поздних этапах проработки проекта.

В Таблице 3.1 приведен перечень фактических технико-экономических показателей реконструируемой системы централизованного теплоснабжения, используемых в процессе оптимизации мощности теплоисточников.

Таблица 3.2 - Базисные технико-экономические показатели существующей системы централизованного теплоснабжения

| № | Показатель | Единица измерения |
|----------|--|--------------------------|
| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> |
| 1 | <i>Нагрузки потребителей и тепловые пункты</i> | |
| 1.1 | Нагрузка обслуживаемых потребителей | Гкал/ч |
| 1.2 | Расчетная установленная мощность источника | Гкал/ч |
| 1.3 | Число теплового пункта | шт. |
| 1.4 | Средняя мощность единичного теплового пункта | Гкал/ч |
| | | |
| 2 | <i>Баланс выработки и потребления</i> | |
| 2.1 | Отпуск тепла потребителям | Гкал/год |
| 2.2 | Потери в сетях | Гкал/год |
| 2.3 | Расход тепла на собственные нужды | Гкал/год |
| 2.4 | Выработка тепла источниками | Гкал/год |
| | | |
| 3 | <i>Характеристика тепловых сетей</i> | |
| 3.1 | Длина сетей в однотрубном измерении | м |
| 3.2 | Материальная характеристика сети | м ² |
| | | |
| 4 | <i>Расход материальных ресурсов</i> | |
| 4.1 | Расход топлива | тыс. м ³ /год |
| 4.2 | Расход электроэнергии, в т.ч. | тыс. кВт·ч/год |
| 4.2.1 | на выработку тепловой энергии | тыс. кВт·ч/год |
| 4.2.2 | на транспорт тепловой энергии | тыс. кВт·ч/год |
| 4.3 | Расход воды | м ³ /год |
| 4.4 | Численность производственного и ремонтного персонала | чел. |
| | | |
| 5 | <i>Эксплуатационные затраты</i> | |
| 5.1 | Затраты на топливо | млн. руб. /год |
| 5.2 | Затраты на электроэнергию | млн. руб. /год |
| 5.3 | Затраты на воду | млн. руб. /год |
| 5.4 | Фонд оплаты труда производственного и ремонтного персонала | млн. руб. /год |
| 5.5 | Начисления на заработную плату | млн. руб. /год |
| 5.6 | Капитальный ремонт | млн. руб. /год |
| 5.7 | Текущий ремонт | млн. руб. /год |
| 5.8 | Цеховые расходы | млн. руб. /год |
| 5.9 | Прочие расходы | млн. руб. /год |
| 5.10 | Общехозяйственные расходы | млн. руб. /год |

Используя представленные ниже корреляционные соотношения, можно оценить показатели системы после реконструкции при различных уровнях мощностей теплоисточников.

В расчетной модели приняты следующие допущения:

- расчеты выполняются в базисных ценах;
- существующая система централизованного теплоснабжения имеет значительный износ, что делает целесообразным полную замену источников и сетей;
- населенный пункт, в котором действует существующая система централизованного теплоснабжения, полностью газифицирован и подключение теплоисточника к сетям газоснабжения возможно в любой точке населенного пункта без существенных технологических ограничений;
- после реконструкции все теплоисточники работают в водогрейном режиме;
- сети прокладываются в подземном исполнении;
- подключение нагрузки горячего водоснабжения к системе теплоснабжения осуществляется через тепловые пункты.

Следует заметить, что существующая система теплоснабжения может быть не оптимальна по своим характеристикам. Например, теплоисточник находится на некотором удалении от района теплоснабжения и соединен с ним магистральным трубопроводом. Диаметры и конфигурация тепловых сетей, гидравлические характеристики насосного оборудования не всегда обеспечивают наилучшую экономичность системы. Тем не менее, на предварительной стадии расчетов можно определить оптимальную мощность теплоисточников исходя из технико-экономических показателей существующей, возможно не вполне оптимальной системы. А затем, на втором этапе выполнить ее оптимизацию, например, по гидравлическим характеристикам. Как было показано в Главе 2, эта вторичная оптимизация не оказывает существенного влияния на общие результаты расчетов.

Разработанный алгоритм определения оптимальной мощности теплоисточников был верифицирован при разработке инвестиционной программы реконструкции системы теплоснабжения г. Волгограда в

рамках реализации концессионного соглашения (Приказ от 28.09.2016 № 36/2 Комитета тарифного регулирования Волгоградской области «Об утверждении инвестиционной программы в сфере теплоснабжения ООО «Концессии теплоснабжения» на 2016 – 2018 годы).

Результаты, полученные с помощью представленного алгоритма, были подтверждены детальными расчетами, основанными на выполненных гидравлических расчетах, инженерных проработках, оценках изменения потребления топлива, электроэнергии, потребности в персонале.

Как было отмечено выше, используя предложенный алгоритм можно найти оптимумы мощности теплоисточников по следующим критериям:

- минимум капитальных затрат, что соответствует интересам инвестора-застройщика,
- эксплуатационные затраты, что соответствует интересам теплоснабжающей организации, при условии, что инфраструктура создается сторонним инвестором,
- совокупные приведенные затраты, в сокращении которых может быть заинтересован муниципалитет или теплоснабжающая организация, инвестирующая в проект собственные средства.

В большинстве случаев оптимумы мощности, рассчитанные по этим критериям, находятся довольно близко и сторонам легко найти решение, которое удовлетворяло бы всех. В тех случаях, когда оптимальные решения существенно различаются, стороны вынуждены искать компромисс путем проведения переговоров. И как раз настоящий алгоритм является эффективным инструментом для поиска устраивающего всех решения, поскольку позволяет легко оценить потери сторон при отклонении целевых показателей от оптимальных значений. На этой стадии расчетов не так важна их детальная точность, сколько наглядность и интуитивная понятность оценок, возможность быстро рассчитывать дополнительные варианты, что как раз и позволяет настоящий алгоритм.

Ниже описаны некоторые важные детали предложенного расчета оптимизационных оценок мощностей теплоисточников.

3.3. Характеристики точечных и линейных объектов реконструируемой системы централизованного теплоснабжения

Источники тепловой энергии

Количество источников в рассматриваемом районе теплоснабжения является оптимизируемым параметром и варьируется в расчетах. Для упрощения изначально принимаются равные мощности теплоисточников. При этом предполагается, что суммарная тепловая нагрузка потребителей, подключенных ко всем источникам системы, остается постоянной. Соответственно, при увеличении числа теплоисточников снижается тепловая нагрузка, подключенная к каждому из них (Рисунок 3.1)

Тепловые пункты

При построении расчетной модели принимается допущение, что укрупнение тепловых источников в рассматриваемом районе теплоснабжения по сравнению с существующим положением приводит к сооружению новых тепловых пунктов на месте существующих котельных или на новых местах. От котельных до тепловых пунктов прокладывается двухтрубная тепловая сеть, от тепловых пунктов до потребителей – четырехтрубная. При увеличении числа теплоисточников (котельных) новые объекты сооружаются на месте существующих тепловых пунктов.

Тепловая мощность центральных тепловых пунктов в реконструируемой системе рассчитывается исходя из подключенной нагрузки к существующим тепловым пунктам и котельным. Таким образом, вопрос оптимизации мощности тепловых пунктов в настоящей модели не рассматривается.

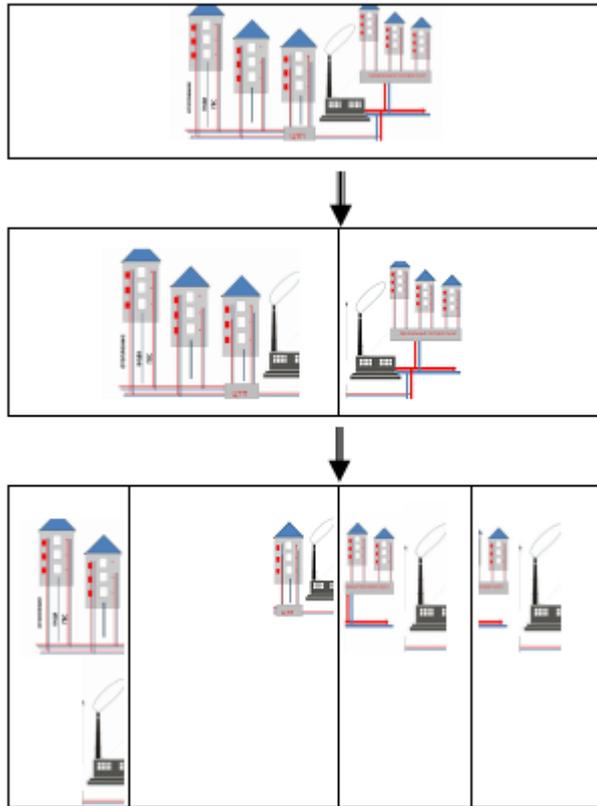


Рисунок 3.1 – Варианты разбивки существующей системы теплоснабжения на подсистемы

Тепловые сети

В рамках предпроектных расчетов не рассматриваются детали конфигурации и трассировки тепловых сетей, а рассчитываются два обобщающих показателя – материальная характеристика M , м^2 , и длина тепловых сетей L , м, в целом по системе централизованного теплоснабжения, а также эти же показатели в относительном измерении в расчете на единицу подключенной тепловой нагрузки – $M_{\text{уд}}$, $\text{м}^2 \cdot \text{ч} / \text{Гкал}$ и $L_{\text{уд}}$, $\text{м} \cdot \text{ч} / \text{Гкал}$. Данные параметры позволяют с достаточной точностью рассчитывать необходимые технико-экономические показатели, относящиеся к строительству и эксплуатации тепловых сетей.

Материальная характеристика тепловых сетей рассчитывается как сумма произведений длин l_i , м, и диаметров d_i , м, всех участков тепловой сети [3]:

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

Удельная материальная характеристика определяется отношением материальной характеристики системы теплоснабжения к подключенной тепловой мощности:

$$M_{уд} = \frac{M}{N_{номп}} ,$$

Имея фактические данные по удельной материальной характеристике тепловых сетей от существующего источника теплоснабжения, можно оценить значение этого показателя для случая, когда вместо этого источника в процессе реконструкции будет построено несколько источников меньшей мощности. Аналогично можно оценить последствия укрупнения действующих источников.

Для расчета материальной характеристики и длины тепловых сетей используются эмпирические соотношения, в том числе полученные в результате анализа типовых проектов. Так, А.А. Иониным предложена следующая формула для ориентировочного расчета удельной материальной характеристики тепловой сети [13]:

$$M_{уд} = b \frac{\varphi_c}{q^{0.8}} \left(\frac{N_{номп}}{100} \right)^{0.16} , \quad (3.1)$$

где b – эмпирический коэффициент, $\text{м}^2 \cdot \text{ч} / \text{Гкал}$ (принимается равным $42,5 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} / \text{Гкал}$); φ_c – поправочный коэффициент, зависящий от соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления и равный $0,92 - 1,13$ (большее значение отвечает более высокой доле горячего водоснабжения); q – плотность тепловых нагрузок района в пределах площади застройки, $\text{Гкал} \cdot \text{ч} / \text{га}$.

Е.Я. Соколовым [3] использовались соотношения:

$$M_{y\partial} = \frac{17,5}{G^{0.03} q_{\partial}^{0.48} q_n^{0.14} m^{0.12} R_{\partial}^{0.19}},$$

$$L_{y\partial} = \frac{170}{G^{0.09} q_{\partial}^{0.45} q_n^{0.47} m^{0.1}},$$

где G – расчетный расход сетевой воды, кг/с; q_{∂} – расчетный расход сетевой воды на единицу площади района теплоснабжения, кг/(с·га); q_n – расход воды на один абонентский ввод, кг/с; m – соотношение сторон района теплоснабжения; R_{∂} – удельное линейное падение давления в главной магистрали, Па/м.

В справочных материалах [27] приведены значения M и L для различных параметров N и q систем теплоснабжения, полученные по результатам обработки типовых проектов. Аппроксимация табличных значений, приведенных в этом источнике, дает степенную функцию, близкую к (3.1).

В настоящее время технологии изготовления и прокладки трубопроводов тепловых сетей претерпели существенные изменения, что отразилось на их надежности, ресурсе, капитальных и эксплуатационных затратах. Однако базовые параметры систем теплоснабжения, такие как материальная характеристика и длина, отнесенные к единице тепловой нагрузки, не существенно зависят от применяемых технологий и для их расчета могут быть использованы зависимости, полученные ранее.

В рамках предложенной нами методики для расчета соответствующих показателей системы после реконструкции предлагается осуществить интерполяцию значений M и L существующей системы централизованного теплоснабжения на новую мощность теплоисточников.

В соответствии с [13, 22, 27] удельная материальная характеристика тепловой сети для оставшейся постоянной плотности тепловых нагрузок $M'_{y\partial}$, м²·ч/Гкал, описывается следующей степенной зависимостью от единичной мощности теплового источника:

$$M'_{y\partial_i} = M_{y\partial_i} (N'_{nomp_i} / N_{nomp_i})^{0.2}, \quad (3.2)$$

где $M_{y\partial_i}$ - фактическая удельная материальная характеристика тепловых сетей от i -го теплоисточника, м²·ч/Гкал; N_{nomp_i} - мощность, подключенная к i -му существующему теплоисточнику, Гкал/ч; N'_{nomp_i} - мощность, подключенная к i -му теплоисточнику после реконструкции, Гкал/ч.

Удельная длина трубопроводов $L'_{y\partial_i}$, м·ч/Гкал, также с достаточной степенью точности аппроксимируется степенной функцией:

$$L'_{y\partial_i} = L_{y\partial_i} (N'_{nomp_i} / N_{nomp_i})^{0.08}, \quad (3.3)$$

где $L_{y\partial_i}$ - фактическая удельная длина тепловых сетей от i -го теплоисточника, м·ч/Гкал.

Таким образом, при укрупнении теплоисточника происходит некоторое, хотя и достаточно умеренное увеличение удельной материальной характеристики и протяженности тепловых сетей.

Удельная материальная характеристика и длина тепловой сети для района теплоснабжения в целом является средневзвешенной величиной удельных значений, рассчитанных для каждого действующего теплоисточника:

$$M'_{y\partial} = \frac{\sum_{i=1}^n M'_{y\partial_i} N_i}{\sum_{i=1}^n N_i},$$

$$L'_{y\partial} = \frac{\sum_{i=1}^n L'_{y\partial_i} N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}.$$

Величины удельной материальной характеристики и протяженность тепловой сети имеют существенное значение для дальнейших расчетов. На Рисунке 3.2 приведены характерные зависимости удельной материальной

характеристики сетей от единичной мощности теплоисточника. Зная удельную материальную характеристику тепловых сетей от существующего источника теплоснабжения, в соответствии с зависимостью (3.2) оценивается значение этого показателя для случая, когда вместо существующего источника в процессе реконструкции будет построено несколько источников меньшей мощности или произойдет укрупнение действующих источников (перемещение вдоль кривой *1*). Информация об удельной материальной характеристике существующей системы позволяет избежать ошибок, связанных с некорректным определением плотности тепловых нагрузок и топологии сетей в реконструируемой системе теплоснабжения. Учтенными оказываются и другие специфические особенности реконструируемой системы теплоснабжения. Аналогично, в соответствии с зависимостью (3.3) оценивается удельная длина тепловых сетей.

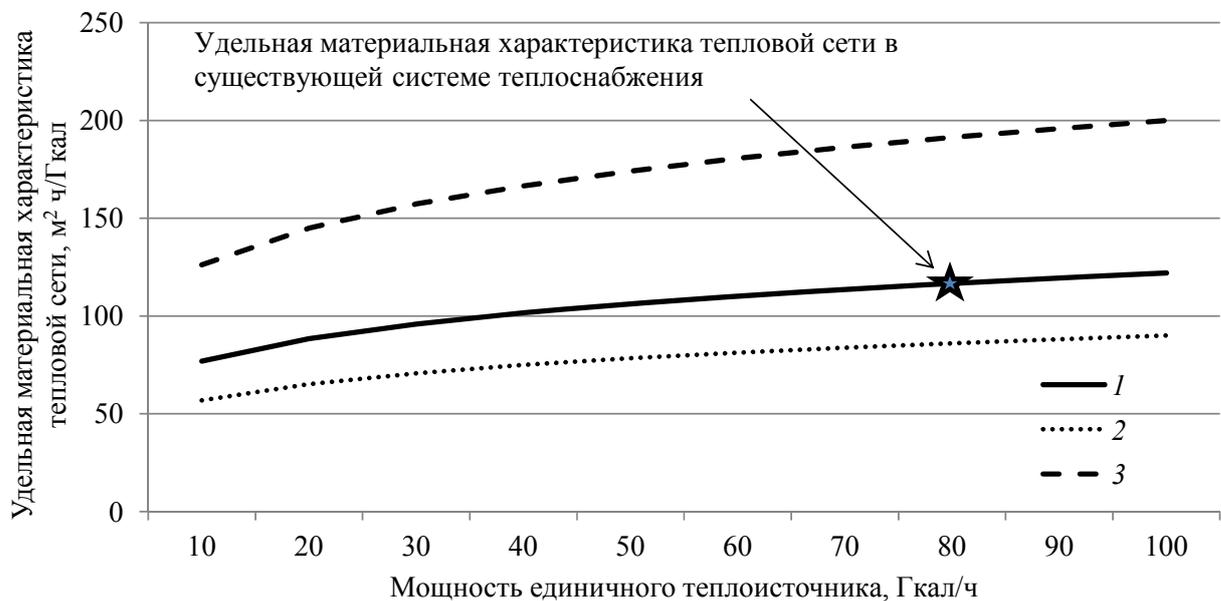


Рисунок 3.2 – Зависимость материальной характеристики от мощности теплоисточников: *1* – в существующей системе теплоснабжения, *2* и *3* – в системах теплоснабжения с большей и меньшей плотностью тепловых нагрузок, соответственно

Располагая зависимостью между удельной материальной характеристикой, длиной сетей и единичной мощностью теплоисточников, рассчитываются другие необходимые для предпроектной оценки технико-экономические параметры оптимизируемой системы теплоснабжения, они также находятся в функции единичной мощности источников. Рассчитывается годовая выработка тепла, расход топлива, электроэнергии и воды, нормативная численность персонала. Информация о фактических ценах на используемые ресурсы позволяет рассчитать эксплуатационные издержки при изменении мощности теплоисточников.

Таким образом, определяется зависимость между степенью централизации и эксплуатационными издержками.

3.4. Техничко-экономические показатели реконструированной системы централизованного теплоснабжения

Баланс выработки и потребления тепловой энергии

Количество тепловой энергии, вырабатываемой теплоисточниками после реконструкции, $Q'_{выр}$, Гкал/год, определяется отпуском тепла потребителям, потерями в тепловых сетях и расходом тепла на собственные нужды котельных [38]:

$$Q'_{выр} = Q'_{нотр} + Q'_{сн} + Q'_{пот}$$

где $Q'_{нотр}$ – полезный отпуск тепла потребителям, Гкал/год; $Q'_{сн}$ – расход тепла на собственные нужды котельных, Гкал/год; $Q'_{пот}$ – потери в сетях, Гкал/год.

Отпуск тепла потребителям источником может быть принят на уровне фактических значений предыдущего периода:

$$Q'_{нотр} = \sum_{i=1}^n Q_{нотр_i}$$

где $Q_{номp_i}$ – фактический полезный отпуск тепла потребителям от i -го теплоисточника за предыдущий период, Гкал/год.

Расход тепла на собственные нужды теплоисточника для газовой водогрейной котельной может быть принят в соответствии с коэффициентом $k'_{сн}$, %:

$$Q'_{сн} = \frac{k'_{сн} Q'_{выр}}{100}.$$

В соответствии с [60] $k'_{сн} = 2,3$ %.

Тепловые потери в сетях $Q_{ном}$ состоят из потерь через изоляционные конструкции трубопроводов и с утечками теплоносителя.

Согласно [3], годовые потери тепла в сетях могут быть приближенно рассчитаны по формуле:

$$Q_{ном} = qM_{усл},$$

где $M_{усл}$ – условная материальная характеристика тепловой сети, m^2 ; q – удельные годовые потери, отнесенные к условной материальной характеристике тепловой сети, Гкал/ m^2 .

$$M_{усл} = M + 0,15 \sum L,$$

$$q = 3,6\pi k(\tau_{ср} - t_0)(1 + \beta)n \cdot 10^{-6},$$

где k – коэффициент теплопередачи с учетом толщины и материала изоляции; $\tau_{ср}$ – средняя температура воды в трубопроводе, °C; t_0 – среднегодовая температура грунта, °C; β – коэффициент местных тепловых потерь; n – время работы тепловой сети в год, ч.

Видно, что тепловые потери через изоляционные конструкции трубопроводов для определенного теплового графика и климатических условий пропорциональны их условной материальной характеристике, и их значение после реконструкции можно рассчитать на основании фактических данных существующей системы централизованного теплоснабжения:

$$Q'_{\text{пот}_i} = k'_{\text{энергоэф}} Q_{\text{пот}_i} \frac{M'_i + 0,15L'_i}{M_i + 0,15L_i},$$

где $k'_{\text{энергоэф}}$ – усредненный коэффициент энергоэффективности современных трубопроводных систем по отношению к теплотрассам традиционной конструкции, %.

В соответствии с данными [61] коэффициент $k'_{\text{энергоэф}}$ принимается равным 65 %.

Суммарные тепловые потери определяются суммированием потерь в теплосетях от каждого теплоисточника:

$$Q'_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пот}_i}.$$

Вывод о том, что тепловые потери пропорциональны величине материальной характеристики трубопроводов и их длине, следует и из анализа [62].

Баланс тепловой мощности системы централизованного теплоснабжения

Предполагается, что подключенная нагрузка потребителей $N'_{\text{номр}}$, Гкал/ч остается неизменной при любом технологическом облике реконструируемой системы централизованного теплоснабжения и рассчитывается путем суммирования подключенных нагрузок к каждому из существующих теплоисточников:

$$N'_{\text{номр}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{номр}_i},$$

где $N_{\text{номр}_i}$ – фактическая нагрузка потребителей i -го теплоисточника за предыдущий период, Гкал/год.

Суммарная установленная мощность теплоисточников после реконструкции $N'_{\text{уст}}$, Гкал/ч, определяется в соответствии с [63]:

$$N'_{уст} = N'_{номр} + N'_{сн} + N'_{ном},$$

где $N'_{сн}$ – тепловая мощность, необходимая для компенсации расхода тепла на собственные нужды котельных, Гкал/ч; $N'_{ном}$ – тепловая мощность, необходимая для компенсации потерь в сетях, Гкал/ч.

Среднегодовая мощность, необходимая для компенсации расхода тепла на собственные нужды котельных $N'^{cp.}_{сн}$, Гкал/ч, может быть определена исходя из годового расхода тепла на собственные нужды и числа часов работы теплоисточника в год:

$$N'^{cp.}_{сн} = \frac{Q'_{сн}}{n}. \quad (3.4)$$

Согласно [3] часовые потери тепла трубопроводом q , ккал/(ч·м), в том числе в котельной, определяются температурами теплоносителя τ , °С, и окружающей среды (грунта при подземной прокладке) t_0 , °С, а также термическим сопротивлением теплоизоляционной конструкции R , ч·м/(ккал·°С)

$$q = \frac{\tau - t_0}{R}. \quad (3.5)$$

Учитывая, что среднегодовая мощность $N'^{cp.}_{сн}$ рассчитывается исходя из средней температуры в прямом и обратном трубопроводе τ^{cp} , °С, а максимальная мощность $N'_{сн}$ – из максимальных значений τ^{\max} , °С, на основе соотношений (3.4, 3.5) можно записать выражение:

$$N'_{сн} = \frac{Q'_{сн}}{n} \cdot \frac{\tau^{\max} - t_0}{\tau^{cp} - t_0},$$

где t_0 – температура воздуха внутри теплоисточника, °С.

Аналогично рассчитывается тепловая мощность, необходимая для компенсации потерь в сетях:

$$N'_{ном} = \frac{Q'_{ном}}{n} \cdot \frac{\tau^{\max} - t_0}{\tau^{cp} - t_0},$$

где t_0 – среднегодовая температура грунта на глубине прокладки теплотрасс, °С.

3.5. Расход ресурсов на выработку и передачу тепловой энергии

Удельные расходы топлива

Потребность в топливе в расчетном периоде на выработку тепловой энергии T' , т у.т./год, определяется по нормам удельного расхода топлива $T'_{уд}$, кг у.т./Гкал, на весь объем выработки тепловой энергии [60]:

$$T' = T'_{уд} Q_{выр}.$$

В свою очередь, удельный расход топлива определяется такими параметрами, как вид и качество сжигаемого топлива, тип, мощность, режимы работы котлоагрегатов и т.п. Но учитывая принятые условия функционирования рассматриваемой системы централизованного теплоснабжения после реконструкции – современное энергоэффективное оборудование, газообразное топливо, полная автоматизация – удельный расход топлива для теплоисточников любой мощности может быть принят на уровне 158 кг у.т./Гкал (соответствует КПД нетто котлоагрегатов 90 %). Это подтверждает анализ эффективности современного теплогенерирующего оборудования в различных режимах эксплуатации, выполненный в [60]

Расход воды для выработки и передачи тепловой энергии

Расход воды на выработку и передачу тепловой энергии V , м³/год, складывается из количества воды, необходимого для разового наполнения трубопроводов тепловых сетей и систем теплопотребления, затрат воды на подпитку системы теплоснабжения, а также на собственные нужды источников теплоснабжения [60].

Основной объем потребления воды приходится на первые две позиции – наполнение трубопроводов и подпитку, и пропорционален объему системы теплоснабжения V , м³. Затраты воды на собственные нужды источников теплоснабжения применительно к водогрейным котельным относительно невелики, и ими в предварительных расчетах можно пренебречь.

Поэтому, имея фактический объем потребления воды в существующей системе B можно оценить расход воды в реконструируемой системе B' , м³/год, используя данные о фактическом и проектном объемах воды в системе (V , м³, и V' , м³, соответственно):

$$B' = B \frac{V'}{V},$$

$$V = \frac{\pi L d_{cp}^2}{4} = \frac{\pi M^2}{4L}. \quad (3.6)$$

Обобщая (3.2), (3.3) и (3.6), можно записать формулу для объема трубопроводов:

$$V'_i = V_i (N'_i / N_i)^{0,32},$$

и соответственно:

$$B'_i = B_i (N'_i / N_i)^{0,32}.$$

Удельный расход воды в целом по системе $B^{y\partial'}$, м³/Гкал, составит:

$$B^{y\partial'} = \frac{\sum_{i=1}^n B'_i}{Q_{номр}}.$$

Расход электроэнергии для выработки и передачи тепловой энергии

Удельный объем электрической энергии, расходуемый на отпуск тепла в i -ой системе теплоснабжения $\mathcal{E}'_i{}^{y\partial}$, кВт·ч/Гкал, складывается из потребления электроэнергии на выработку $\mathcal{E}'_{выр_i}{}^{y\partial}$, кВт·ч/Гкал, и транспорт тепловой энергии $\mathcal{E}'_{тр_i}{}^{y\partial}$, кВт·ч/Гкал:

$$\mathcal{E}_i^{\text{y}\delta} = \mathcal{E}_{\text{выр}_i}^{\text{y}\delta} + \mathcal{E}_{\text{тр}_i}^{\text{y}\delta}.$$

Согласно [38] удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии применительно к газовой котельной при работе на закрытую систему теплоснабжения $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{y}\delta}$ составляет 5 – 6 кВт·ч/Гкал.

Затраты на транспорт тепла связаны преимущественно с работой сетевых насосов. Расход электроэнергии на привод сетевого насоса определяется исходя из гидравлического сопротивления, преодолеваемого насосом и массового расхода теплоносителя:

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = \frac{G\Delta p n}{\rho\eta} 10^{-3}, \quad (3.7)$$

где G – массовый расход теплоносителя, кг/с; Δp – перепад давлений, развиваемый насосами, Па; n – число часов работы насосов в год, ч; ρ – плотность воды, кг/м³; η – КПД насосной установки, %.

При изменении мощности теплоисточника в формуле (3.7) существенно изменяется параметр Δp , массовый расход теплоносителя G меняется пропорционально мощности, прочие параметры с определенной степенью точности можно принять неизменными. Таким образом, удельный расход электроэнергии на единицу теплоты зависит только от перепада давления, развиваемого насосом. Согласно [3] потеря давления в сети может быть рассчитана из выражения:

$$\Delta p = R_n L (1 + \alpha), \quad (3.8)$$

где R_n – удельное линейное падение давления в главной магистрали, Па/м; L – длина главной магистрали, м; α – коэффициент местных потерь.

В формуле (3.8) значения R_n и α при масштабировании системы теплоснабжения не претерпевают существенных изменений. Длина главной магистрали L пропорциональна квадратному корню из площади района теплоснабжения (при допущении о правильной, квадратной форме района теплоснабжения). При равной плотности тепловых нагрузок

существует пропорциональная зависимость между мощностью теплоисточника и площадью района теплоснабжения.

Таким образом, удельный расход электроэнергии на транспорт тепла в проектируемой системе может быть рассчитан на основе данных о среднем фактическом удельном расходе электроэнергии и средней тепловой нагрузке:

$$\mathcal{E}'_{mp_cp}{}^{y\delta} = \mathcal{E}_{mp_cp}{}^{y\delta} (N'_{cp} / N_{cp})^{0,5}. \quad (3.9)$$

Соотношение (3.9) корректно, если и существующая, и реконструированная система теплоснабжения имеют непосредственное присоединение горячего водоснабжения к теплоисточникам – четырехтрубная система, либо и та, и другая система выполнена только в двухтрубном исполнении с присоединением потребителей через индивидуальные тепловые пункты.

Если укрупнение теплоисточников требует перехода от четырехтрубной системы к двухтрубной, например, если единичная мощность теплоисточников увеличивается по сравнению с фактическими значениями, то необходимо учитывать снижение удельного расхода теплоносителя и, соответственно, затрат электроэнергии. Коэффициент соотношения расхода теплоносителя в разводящих и магистральных тепловых сетях $k_{тепл}$ определяется исходя из температурных графиков. Расход электроэнергии в сетях от центральных тепловых пунктов может быть принят в фактически сложившемся размере (центральные тепловые пункты устраиваются на месте существующих котельных).

Тогда при укрупнении источников теплоснабжения расход электроэнергии будет рассчитываться следующим образом:

$$\mathcal{E}'_{mp_cp}{}^{y\delta} = \mathcal{E}_{mp_cp}{}^{y\delta} \left(1 + \frac{(N'_{cp} / N_{cp})^{0,5} - 1}{k_{тепл}} \right).$$

Общий расход электроэнергии на выработку и транспорт тепла составляет:

$$\mathcal{E}'_{y\delta} = \mathcal{E}'_{выр_ср} \cdot y\delta + \mathcal{E}'_{тр_ср} \cdot y\delta.$$

Удельная численность производственного персонала

Численность персонала котельных с автоматизированными котлами может быть принята в соответствии с [64]:

Операторы котельных установок:

$$P'_{опер} = 1,247 N'_{уст}{}^{0,3}.$$

Персонал, занятый техническим обслуживанием котельных установок:

$$P'_{ТО} = 0,3 N'_{уст}{}^{0,6}.$$

Численность персонала тепловых сетей может быть принята в соответствии с [65]:

$$P'_{сеть} = 0,017 M'{}^{0,72}.$$

Расход ресурсов в натуральном выражении

Прогноз расхода ресурсов и численности персонала может быть выполнен исходя из установленной мощности, выработки тепла и удельных показателей, рассчитанных выше по каждому теплоисточнику:

$$T' = T'_{уд} \cdot Q'_{выр},$$

где T' – расход топлива, кг у.т./год.

$$B' = B'_{уд} \cdot Q'_{выр},$$

где B' – расход воды, м³/год.

$$\mathcal{E}' = \mathcal{E}'_{уд} \cdot Q'_{выр},$$

где \mathcal{E}' – расход воды, кВт·ч/год.

$$P' = P'_{уд} \cdot N'_{уст},$$

где P' – штатная численность производственного персонала, чел.

3.6. Эксплуатационные затраты

Годовые эксплуатационные затраты на топливно-энергетические ресурсы и оплату труда могут быть рассчитаны исходя из объемов потребления ресурсов в проектируемой системе централизованного теплоснабжения и сложившихся цен на них за последний отчетный период.

$$Z'_{\text{топл}} = T' \cdot C_{\text{топл}},$$

где $Z'_{\text{топл}}$ – затраты на топливо, руб./год; $C_{\text{топл}}$ – цена на топливо, руб./кг у.т.

$$Z'_g = B' \cdot C_g,$$

где Z'_g – затраты на воду, руб./год; C_g – цена на воду с учетом оплаты водоотведения, руб./м³.

$$Z'_{\text{эл}} = \mathcal{E}' \cdot C_{\text{эл}},$$

где $Z'_{\text{эл}}$ – затраты на электроэнергию, руб./год; $C_{\text{эл}}$ – средняя цена электроэнергии, руб./кВт·ч.

Следует учитывать, что средняя цена электроэнергии может несколько меняться при укрупнении и разукрупнении теплоисточников. Это связано с переходом на другой уровень напряжения и подключенной мощности.

При учете цен на электроэнергию необходимо учитывать изменения, связанные с изменением уровня мощности и класса напряжения при электроснабжении теплоисточников разной производительности.

$$Z'_{\text{перс}} = П' \cdot ЗПЛ \cdot 12,$$

где $Z'_{\text{перс}}$ – затраты на оплату труда производственного персонала, руб./год; $ЗПЛ$ – средняя заработная плата производственно-ремонтного персонала, руб./мес.

Норматив начислений на заработную плату также может быть принят в соответствии со сложившимся уровнем затрат.

Затраты на ремонт оборудования могут быть рассчитаны в соответствии с нормативами отчислений на текущий и капитальный ремонт [13] от первоначальной стоимости оборудования:

Затраты на текущий ремонт:

$$TP'_{кот} = 4\% \cdot KZ_{кот},$$

где $TP'_{кот}$ – затраты текущий ремонт источников теплоснабжения, руб./год;
 $KZ_{кот}$ – капитальные затраты на строительство источников теплоснабжения, руб.

$$TP'_{сеть} = 0,8\% \cdot KZ_{сеть},$$

где $TP'_{сеть}$ – затраты текущий ремонт тепловых сетей, руб./год; $KZ_{сеть}$ – капитальные затраты на строительство сетей, руб.

Затраты на капитальный ремонт:

$$KP'_{кот} = 1,5\% \cdot KZ_{кот},$$

где $KP'_{кот}$ – затраты текущий ремонт источников теплоснабжения, руб./год; $KZ_{кот}$ – капитальные затраты на строительство источников теплоснабжения, руб.

$$KP'_{сеть} = 0,9\% \cdot KZ_{сеть},$$

где $KP'_{сеть}$ – затраты текущий ремонт тепловых сетей, руб./год; $KZ_{сеть}$ – капитальные затраты на строительство сетей, руб.

3.7. Капитальные затраты на реконструкцию системы централизованного теплоснабжения

Составляющие капитальных затрат на реконструкцию системы централизованного теплоснабжения

Капитальные затраты на реконструкцию системы централизованного теплоснабжения KZ , руб., могут быть рассчитаны по составляющим элементам системы: теплоисточники, тепловые сети, центральные тепловые пункты:

$$KЗ = KЗ_{уст} + KЗ_{сеть} + KЗ_{ЦТП}.$$

Капитальные затраты в отдельные элементы системы централизованного теплоснабжения рассчитываются через удельные показатели: на единицу установленной мощности для теплоисточников и тепловых пунктов, на единицу длины и материальной характеристики – для тепловых сетей.

В современной ситуации выполнение корректных расчетов объема инвестиций в реконструкцию систем теплоснабжения затруднено в связи с тем, что на конечную стоимость строительства котельных и тепловых пунктов, прокладки сетей оказывают влияние ряд факторов. К ним относятся ценовая политика поставщиков и подрядчиков, использование различных типов оборудования и трубопроводов, технологических схем, стесненность городской застройки, разветвленность и тип прокладки тепловых сетей. Это обстоятельство затрудняет разработку справочников укрупненных стоимостных показателей. Поэтому для достоверного планирования объема инвестиций в реконструкцию объектов теплоснабжения представляется необходимым сопоставить имеющуюся информацию из различных источников: существующих справочников, данных отечественных и зарубежных публикаций, результатов государственных тендерных торгов, данных поставщиков оборудования и подрядных организаций. При анализе достаточно больших объемов статистической информации определенные тенденции могут быть выявлены и использованы для усредненных прогнозов капитальных вложений в системы теплоснабжения.

Зависимость удельных капитальных затрат на реконструкцию теплоисточников от их установленной мощности

Нормативы капитальных вложений в строительство котельных были проанализированы в литературных источниках по теплоснабжению [13, 22, 68, 69]. Общей тенденцией, отмеченной авторами, является снижение

удельных капитальных затрат при увеличении установленной мощности источника теплоснабжения. Согласно [68] характер зависимости удельных капитальных вложений от мощности теплоисточника при постоянном числе агрегатов (котлов) имеет вид гиперболы.

Аналогичные выводы делают и зарубежные исследователи [21, 70, 71]. Зависимость капитальных затрат в строительство промышленных предприятий, в том числе объектов энергетики, от их производственной мощности предлагается оценивать с помощью степенной функции. Зависимость удельных капитальных затрат $KЗ^{уд}$ от мощности предприятия может быть записана в виде:

$$KЗ^{уд} = Const \cdot N_{уст}^{r-1}, \quad (3.10)$$

где $N_{уст}$ – производственная мощность предприятия; $Const$ – константа, соответствующая рассматриваемой технологии; r – стоимостной фактор масштабирования, принимаемый для различных технологий от 0,6 до 1,0.

Согласно [71] для некогенерационных теплоисточников значение r предлагается принимать равным 0,8.

Значения $Const$ и r могут существенно различаться для различных технологий сжигания топлива, технологических схем, региональных особенностей и т.п. Поэтому для разрабатываемого нами алгоритма требуется подобрать характерные значения, позволяющие корректно планировать инвестиции в теплоисточники в российских условиях.

Анализ уровня затрат на строительство централизованных источников мощностью от 50 Гкал/ч по данным [68] позволяет получить степенные зависимости удельных капитальных вложений от их установленной тепловой мощности (в текущих ценах).

Для газомазутных котельных:

$$KЗ_{кот}^{уд} = 6,4 \cdot 10^6 N_{уст}^{-0,16}, \quad (3.11)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность котельной, Гкал/ч.

Для угольных котельных:

$$KZ_{\text{кот}}^{\text{уд}} = 6,5 \cdot 10^6 N_{\text{уст}}^{-0,10}. \quad (3.12)$$

Для строительства котельных мощностью до 50 Гкал/ч в современной энергетике характерно применение блочно-модульных конструкций, стоимость которых была проанализирована на базе ценовых предложений отечественных заводов-изготовителей, предлагающих поставку блочно-модульных котельных, а также затрат на их монтаж. Ниже приведены показатели удельных капитальных вложений в строительство блочно-модульных газовых котельных малой и средней мощности (Рисунок 3.3).

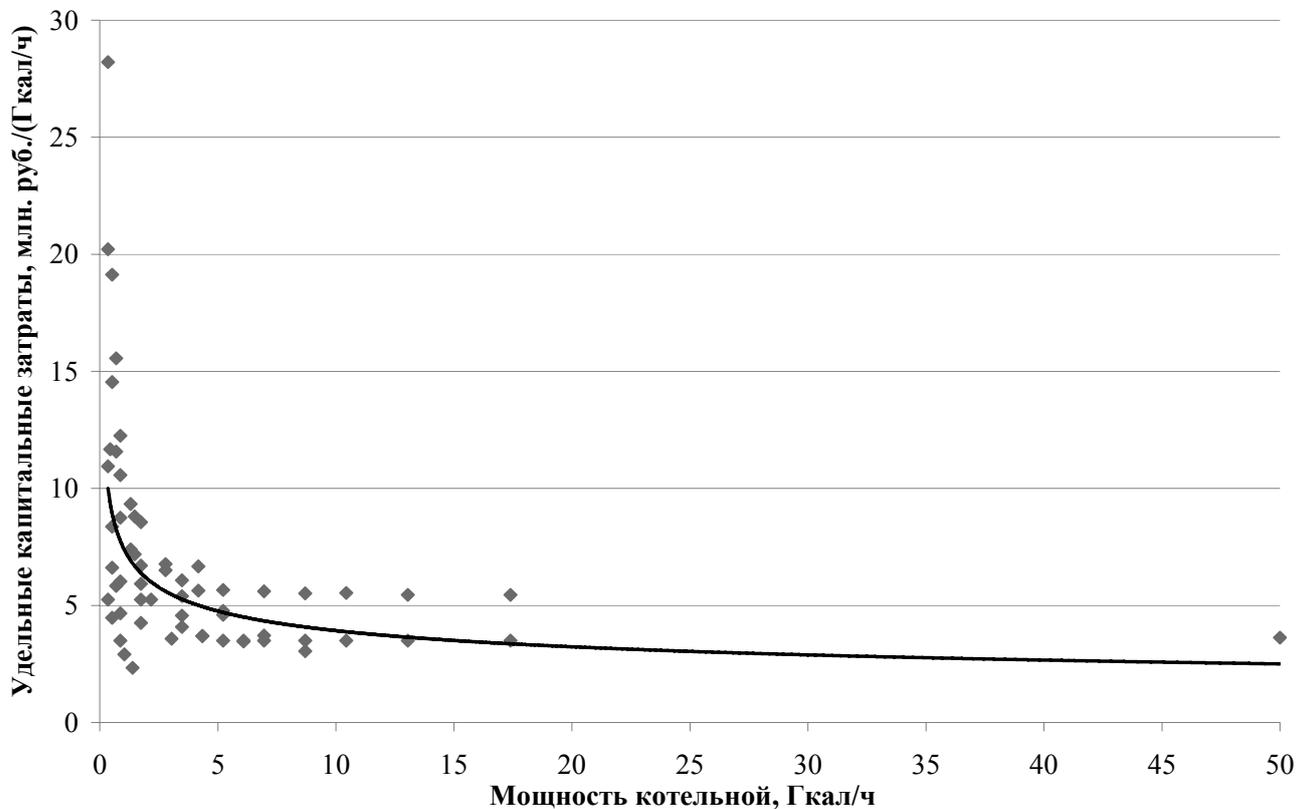


Рисунок 3.3 – Удельные капитальные затраты в строительство газодизельных блочно-модульных котельных по данным подрядных организаций

Приведенная на Рисунке 3.3 зависимость удельных капитальных затрат в строительство блочно-модульных газовых котельных от мощности с теплопроизводительностью до 50 Гкал/ч оценивается соотношением:

$$KZ_{\text{кот}}^{\text{уд}} = 6,8 \cdot 10^6 N_{\text{уст}}^{-0,28}. \quad (3.13)$$

Нами дополнительно была проанализирована информация о современном уровне капитальных вложений из открытого источника – официального сайта закупок [47], на котором публикуются тендерные предложения в ходе электронных торгов в соответствии с Федеральными законами от 5 апреля 2013 г. № 44-ФЗ "О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд», № 94-ФЗ от 21 июля 2005 года «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных или муниципальных нужд» и от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

По результатам аппроксимации 42 ценовых предложений за 2012-2014 год (Рисунок 3.4) была получена зависимость удельных капитальных вложений в строительство (реконструкцию) от мощности котельной, подтверждающая достоверность соотношения (3.13):

$$KZ_{\text{кот}}^{\text{уд}} = 6,7 \cdot 10^6 N_{\text{уст}}^{-0,21}. \quad (3.14)$$

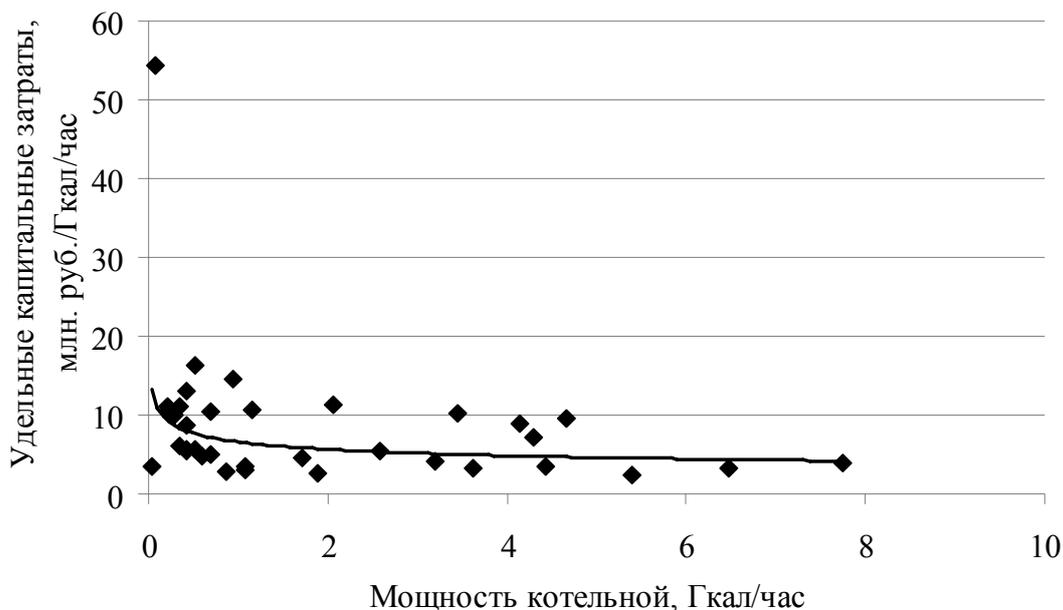


Рисунок 3.4 – Удельные капитальные затраты в строительство (реконструкцию) блочно-модульных котельных по данным базы данных государственных закупок [47]

Аналогичное исследование удельной стоимости котельных в современных условиях было выполнено ОАО «Газпром промгаз» [72]. В соответствии с этим исследованием удельные капитальные затраты на строительство газовой котельной описываются функцией:

$$KZ_{\text{кот}}^{\text{уд}} = 12,7 \cdot 10^6 N_{\text{уст}}^{-0,30}.$$

Можно отметить, что в целом характер зависимости очень близок к (3.13), но абсолютные значения примерно в два раза выше. Оценить причины этой разницы представляется затруднительным, поскольку в [72] не указан источник данных, но судя по общему контексту работы можно предположить, что аналитическая зависимость получена для уровня капитальных затрат, сложившегося в московском регионе. Она могла возникнуть из-за известных специфических условий строительства, характерных для столицы, таких как стесненность сооружений, повышенные требования к надежности оборудования и т.п.

Анализ зарубежных источников в целом подтверждает полученный диапазон удельных затрат в строительство котельных. Согласно [21] стоимость котельных мощностью 0,5 – 20 Гкал/ч находится на уровне 130 тыс. – 70 тыс. Евро·ч/Гкал. В [30] инвестиции в строительство котельных оцениваются в 80 тыс. Евро·ч/Гкал при мощности менее 50 Гкал/ч, 65 тыс. Евро·ч/Гкал при мощности 50 – 100 Гкал/ч и 52 тыс. Евро·ч/Гкал при мощности 100 – 200 Гкал/ч. Более низкие затраты для условий Европы связаны с более мягкими административными барьерами, а также с меньшей стоимостью капитала для застройщиков.

Полученные зависимости удельных капитальных затрат от установленной мощности котельных представляют собой усредненную оценку, которая может использоваться для предварительных технико-экономических расчетов и планирования инвестиций с обязательным уточнением на стадии подготовки проектно-сметной документации [73].

Достаточную степень точности эти расчеты могут давать при определении капиталовложений для большого количества объектов. Однако следует заметить, что фактическая стоимость отдельно взятой котельной может существенно отличаться от расчетного значения. На итоговую стоимость объекта могут оказать влияние такие факторы как наличие резервного топливного хозяйства, конструкция и высота дымовых труб, тип здания, количество котлоагрегатов, водоподготовка, особенности технологической схемы и т.п. Поэтому при анализе индивидуальных проектов теплоисточников целесообразно выполнять корректировку стоимостных показателей с учетом вышеперечисленных факторов.

Оценки, выполненные в условиях 2016 года, после того, как изменение курса национальной валюты в 2015 – 2016 годах повлияло на уровень капитальных затрат, а также анализ [66] позволили актуализировать (3.13) следующим образом:

$$KZ_{кот}^{y0} = 13,3 \cdot 10^6 N_{уст}^{-0,3}.$$

Данное соотношение было принято для дальнейших расчетов.

Расчет капитальных вложений в тепловые сети

Одним из официальных источников данных о современной стоимости строительства тепловых сетей являются государственные сметные нормативы НСЦ 81-02-2014.

Аппроксимация данных, приведенных в нормативах, дает формулу для расчета затрат при бесканальной прокладке тепловых сетей в ППУ-изоляции $KZ_{сеть}^{y0}$, тыс. руб./п.м. в двухтрубном исчислении:

$$KZ_{сеть}^{y0} = (1,7 + 44d) \cdot 10^3, \quad (3.15)$$

где d – диаметр тепловой сети, м.

Данные современных оценок стоимости тепловых сетей, приводимые В.Н. Папушкиным в [54], хорошо согласуются с зависимостью (3.15).

Другим официальным источником данных могут служить текущие цены на проектно-изыскательские и строительно-монтажные работы, выполняемыми подрядными организациями в разных регионах РФ по реконструкции и новому строительству тепловых сетей из открытого источника – официального сайта государственных закупок [47].

Нами было проанализировано 73 ценовых предложений за 2012 - 2014 год и выведена зависимость удельных капитальных вложений в строительство (реконструкцию) от диаметра однострунной тепловой сети - Рисунок 3.5.

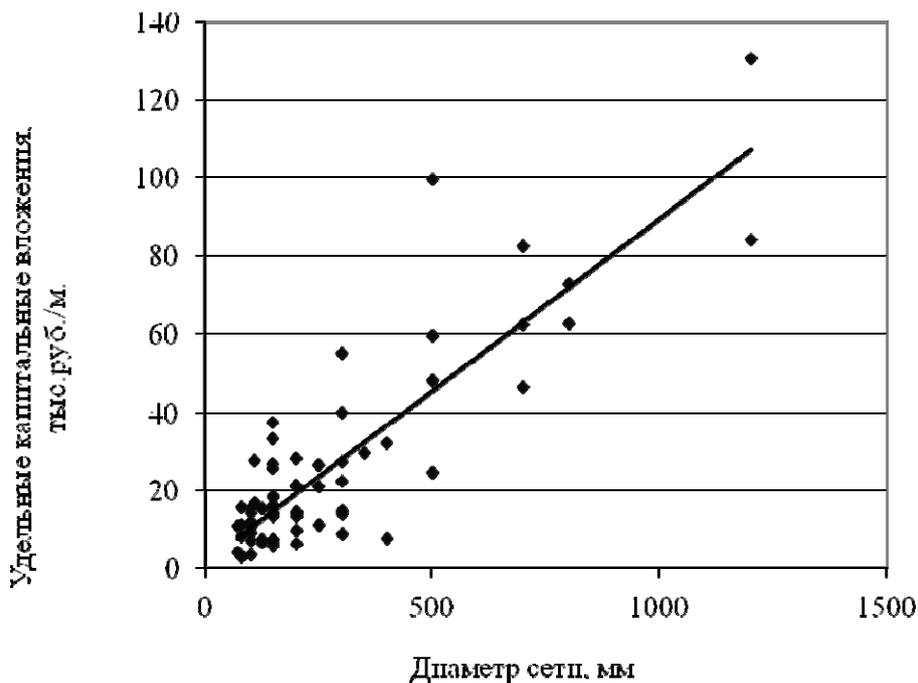


Рисунок 3.5 – Удельные капитальные затраты в реконструкцию тепловых сетей [47]

Полученная нами зависимость удельных капитальных затрат в реконструкцию тепловых сетей от диаметра тепловой сети, $KЗ_{сеть}^{уд}$, руб./м по результатам тендерных торгов имеет вид:

$$KЗ_{сеть}^{уд} = (1,5 + 88d) \cdot 10^3. \quad (3.16)$$

Также были проанализированы затраты на прокладку тепловых сетей на основании зарубежных источников. В [74] приводятся статистические данные о капитальных вложениях в строительство тепловых сетей в Швеции. Для условий средней плотности городской застройки при пересчете стоимостных показателей в рублевый эквивалент по курсу Евро на II квартал 2014 года 45,82 руб./Евро и в однострунное исчисление предлагается соотношение:

$$KZ_{сеть}^{yd} = (4,9 + 40d) \cdot 10^3. \quad (3.17)$$

Другая шведская компания Sweco International AB, обобщая опыт проектов реконструкции теплосетевых объектов в Швеции, Молдавии и Украине [75], приводит оценки стоимости строительства трубопроводов в ППУ-изоляции. При пересчете данных по курсу доллара по состоянию на II квартал 2014 года 33,63 руб./USD и в однострунное исчисление зависимость стоимости трубопровода от его диаметра имеет вид:

$$KZ_{сеть}^{yd} = (1,6 + 36d) \cdot 10^3. \quad (3.18)$$

Сравнивая полученные зависимости (3.15) – (3.18), можно сделать вывод, что наиболее приемлемым уравнением для российских условий может служить (3.15). В соотношении (3.17) показатель a (первое слагаемое), который в основном связан с земляными работами, для условий Европы объективно выше, поскольку стоимость рабочей силы - дороже. В (3.17) и (3.18) показатель b (второе слагаемое) – незначительно ниже, что отражает более высокие цены для России на элементы трубопроводов и комплектующих к ним, имеющих, преимущественно либо европейское происхождение, либо выпускающихся по зарубежным технологиям.

Ценовые показатели, полученные в соответствии с (3.16) оказываются предсказуемо выше расчетных значений согласно (3.15), поскольку на фактические цены оказывают влияние в сторону понижения тендерные скидки.

В пользу соотношения (3.15) свидетельствуют и данные анализа производственных программ российских теплоснабжающих предприятий, выполняющих проекты реконструкции теплосетевых объектов за счет тарифных средств.

Таким образом, соотношение (3.15), полученное из официального источника данных и подтвержденное опытом реконструкции тепловых сетей в российских регионах и за рубежом, можно использовать для оценки удельных капиталовложений в проекты реконструкции тепловых сетей в российских условиях [73]. Общие капитальные затраты в реконструкцию тепловых сетей $KZ_{сеть}$, тыс. руб. могут быть выражены через их длину и материальную характеристику:

$$KZ_{сеть} = 1,7L + 44M .$$

где L – протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, м; M – материальная характеристика, м².

Вышеприведенные зависимости получены путем анализа данных, полученных до II квартала 2014 года, и не отражают изменение уровня цен, связанного с текущими кризисными явлениями в российской экономике.

Оценки, выполненные в условиях 2016-2017 года, после того, как изменение курса национальной валюты в 2015-2016 годах повлияло на уровень капитальных затрат, позволили актуализировать вышеприведенную формулу следующим образом:

$$KZ_{сеть} = 5,1L + 52M$$

Данное соотношение соответствует уровню цен, установленному Минстроем РФ для укрупненных расчетов стоимости строительства [67], и было принято для дальнейших расчетов.

Как видно из Рисунка 3.5, удельная стоимость прокладки тепловых сетей имеет достаточно существенный разброс значений, поскольку

зависит от ряда дополнительных факторов: количества арматуры, типа прокладки, пересечения со смежными коммуникациями и т.п., но для выполнения укрупненных технико-экономических расчетов при оценке стоимости достаточно большого объема тепловых сетей данная зависимость может быть использована.

Расчет капитальных вложений в тепловые пункты

Капитальные вложения на устройство (реконструкцию) тепловых пунктов рассчитаны в объеме поставки блочного теплового пункта заводской готовности, затрат на его проектирование, монтаж и пусконаладку. Затраты на строительную-архитектурную часть, подвод коммуникаций (вода, канализация, электроэнергия) не включены в стоимость тепловых пунктов, поскольку в большинстве случаев предполагается либо реконструкция существующих тепловых пунктов, либо использование зданий существующих котельных.

Принята схема теплового пункта для независимого подключения тепловой нагрузки закрытая схема водоразбора на нужды горячего водоснабжения. Тепловые пункты комплектуются разборными пластинчатыми теплообменниками, энергоэффективным насосным оборудованием, автоматической системой регулирования тепловой нагрузки по температуре наружного воздуха, системой диспетчеризации.

Затраты на блок-модуль теплового пункта в объеме поставки производителя приняты на основании статистики затрат по аналогичным проектам, а также коммерческим предложениям и прайс-листам ведущих производителей – Альфа-Лаваль, Ридан, Данфосс и других.

Аппроксимация имеющихся стоимостных данных по стоимости реконструкции теплового пункта и анализ данных [66] позволили получить следующую зависимость удельных капитальных вложений $KZ_{ЦТП}^{уд}$, руб.·ч/Гкал от их мощности:

$$KZ_{\text{ЦТП}}^{\text{уд}} = 5,8 N_{\text{ЦТП}}^{-0,36} \cdot 10^6,$$

где $N_{\text{ЦТП}}$ – мощность теплового пункта, Гкал/ч.

При расчете стоимости объектов учтено, что в большинстве случаев для устройства тепловых пунктов может быть использовано здание существующей котельной. Поэтому затраты на строительную часть теплового пункта приняты в размере 70% от норматива.

3.8. Инвестиционная составляющая затрат на производство и транспорт тепловой энергии

Инвестиционная составляющая в конечной цене отпущенной тепловой энергии определяется исходя из объема необходимых инвестиций на создание производства с учетом стоимости капитала. Как было отмечено выше, для этой цели рассчитывается множитель CRF в соответствии с (3.1).

В приведенных расчетах стоимость капитала d принимается равной средней ставке долгосрочных рублевых кредитов по состоянию на 2017 год – 0,15 [76]. На практике может рассчитываться индивидуальная стоимость капитала для конкретных организаций, реализующих проект реконструкции системы централизованного теплоснабжения.

n принимается равным усредненному сроку службы основного технологического оборудования и инженерных коммуникаций – 25 лет.

Инвестиционная составляющая затрат на производство и транспорт тепла I , руб., рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{KZ \cdot CRF}{Q'_{\text{норм}}}.$$

Программная реализация расчетного алгоритма

Для решения практических задач описанный алгоритм реализован в виде расчетных таблиц в MS EXCEL (Рисунок 3.6). Пользователю

необходимо задать значения технико-экономических параметров существующей системы теплоснабжения, таких как потребление ресурсов, численность персонала, эксплуатационные затраты, материальную характеристику и протяженность сетей. Данные показатели, как правило, доступны для анализа в каждой теплоснабжающей организации. Система электронных таблиц определяет технико-экономические показатели реконструируемой системы для каждого варианта единичной мощности теплоисточников и находит оптимумы по критериям капитальных, эксплуатационных и приведенных затрат. Построенные функции отображаются в табличном и графическом виде.

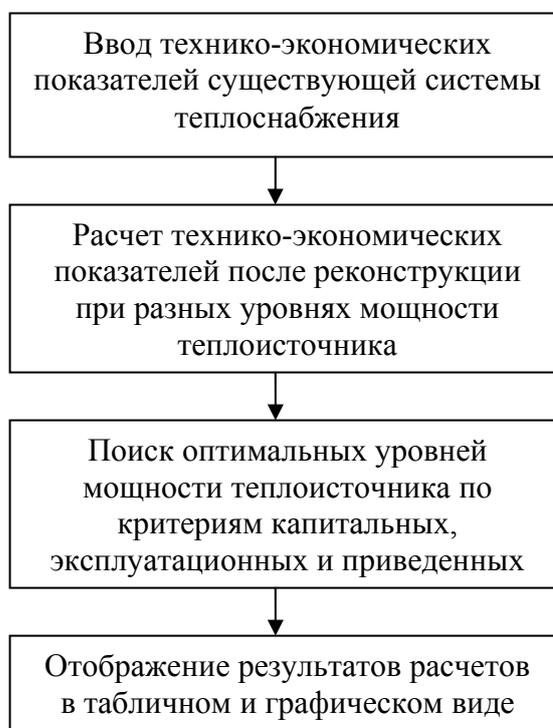


Рисунок 3.6 – Зависимость оптимальной мощности теплоисточников от удельной материальной характеристики тепловой сети (критерий – капитальные затраты)

Дополнительно разработан интернет-сервис, с помощью которого каждый заинтересованный пользователь может выполнить соответствующие расчеты в on-line режиме.

Подытоживая вышесказанное, можно сделать следующие выводы.

При выборе мощности некогенерационных теплоисточников в проектах реконструкции централизованных систем теплоснабжения должны учитываться интересы всех участников проекта: потребителей, муниципалитета, теплоснабжающей организации, инвесторов. Значения мощности теплоисточников, оптимизированные для разных участников, могут быть близки, и тогда существенных противоречий между сторонами не возникает. Если оптимумы мощности существенно различаются, то стороны должны приходиться к взаимному консенсусу путем проведения переговоров.

Разработан алгоритм оптимизации уровня централизации системы теплоснабжения по заданным критериям. В основу расчетной модели положены зависимости между удельной материальной характеристикой, длиной тепловых сетей и единичной мощностью источников в системе теплоснабжения. С использованием соотношений между удельной материальной характеристикой, длиной сетей и единичной мощностью теплоисточников установлены зависимости между основными технико-экономическими параметрами оптимизируемой системы теплоснабжения и единичной мощностью теплоисточников. Выведены функции для расчета необходимой мощности теплоисточников и годовой выработки тепла, нормативов расхода топлива, электроэнергии и воды, численности персонала, затрат на эти нужды. Определены зависимости между технико-экономическими показателями системы теплоснабжения – мощностью теплоисточников, тепловых пунктов, материальной характеристикой, длиной тепловых сетей и инвестициями на реконструкцию системы теплоснабжения. В результате определены зависимости между степенью централизации и эксплуатационными, капитальными, совокупными приведенными затратами, что позволяет рассчитать оптимальный уровень мощности теплоисточников в системе теплоснабжения.

Разработанный алгоритм реализован в виде расчетных таблиц в MS EXCEL, а также в формате интернет-сервиса.

4. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЭКСПРЕСС-РАСЧЕТОВ НА ПРИМЕРЕ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО НЕКОГЕНЕРАЦИОННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. ВОЛГОГРАДА

4.1. Исходные данные

В 2016 году муниципалитет г. Волгограда принял решение о передаче системы теплоснабжения в концессию (Постановление администрации Волгограда от 01.06.2016 № 803). Такое решение было принято в связи с технологической неэффективностью действующего оборудования и инженерных сооружений, убыточностью существующего теплоснабжающего предприятия. Одной из задач, решаемых муниципалитетом при передаче предприятия в концессию, было повышение эффективности теплоисточников и тепловых сетей. В связи с этим встал вопрос о формировании инвестиционной программы реконструкции системы теплоснабжения.

При подготовке инвестиционной программы были выполнены технико-экономические расчеты, позволившие выявить наиболее рациональные инженерные решения, обеспечивающие повышение надежности и экономической эффективности системы теплоснабжения. При этом на предпроектной стадии были выполнены расчеты оптимальной степени централизации системы теплоснабжения по предлагаемой нами методике.

Расчеты были проведены для 22 районных и квартальных систем теплоснабжения г. Волгограда. В процессе расчетов находились оптимумы мощности теплоисточников по критериям приведенных, эксплуатационных и капитальных затрат, которые затем использовались для определения компромиссного оптимизированного значения мощности.

Затем, для этого полученного значения осуществлялись детальные расчеты проекта реконструкции системы теплоснабжения.

В Таблице 4.1 приведены исходные технические данные, использованные в расчетах. В расчетах также были использованы фактические данные о потреблении ресурсов и затрат на их оплату, предоставленные теплоснабжающей организацией.



Рисунок 4.1 – Котельная завода ТДиН

Котельные, представленные в Таблице 4.1, обслуживают около 90 % потребителей города. Наиболее крупные теплоисточники – ТДиН (Рисунок 4.1), №№ 849, 1111, 82, 412, 629 и ряд других мощностью 100 – 200 Гкал/ч являются районными котельными и осуществляют теплоснабжение основных

районов города с численностью населения 50 – 100 тыс. человек и площадью застройки до 10 км².

Другие котельные, такие как № 3 пос. Водострой, 199, 207 и другие мощностью от 10 Гкал/ч обеспечивают теплом отдельные кварталы с населением 3 – 5 тыс. человек и площадью застройки до 1 км². Город развивался вдоль реки Волги, своеобразие прибрежного рельефа которой и предопределило разнообразие застройки местности и существенные различия в характеристиках систем теплоснабжения (Рисунок 4.2).

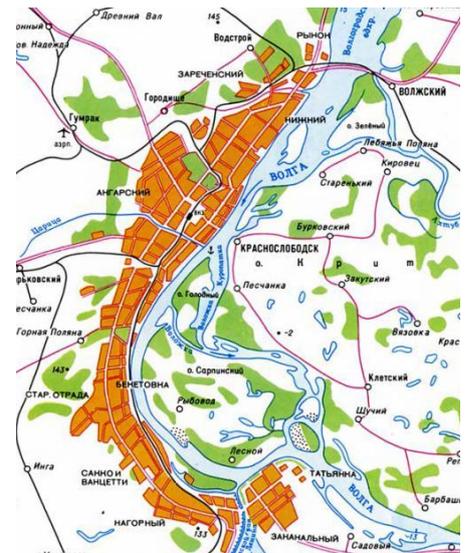


Рисунок 4.2 – Схема территории г. Волгограда

Таблица 4.1 – Характеристики систем теплоснабжения г. Волгограда, для которых были проведены оптимизационные расчеты

| Наименование и адрес котельной | Подключенная нагрузка, Гкал/ч | Длина сетей, м | Материальная характеристика сети, м ² |
|--|-------------------------------|----------------|--|
| Котельная завода ТДиН ул. Глазкова, 15 | 187 | 9 785 | 51 378 |
| Котельная квартала 82 ул. Социалистическая, 19 | 136 | 2 037 | 11 529 |
| Котельная квартала 849 ул. Мещерякова, 12 | 133 | 15 878 | 195 973 |
| Котельная квартала 412 ул. Гороховцев, 1 | 124 | 14 088 | 79 743 |
| Котельная квартала 1308 ул. Новоанненская, 1 | 117 | 17 588 | 98 709 |
| Котельная квартала 629 ул. Богунская, 12а | 115 | 13 259 | 75 921 |
| Котельная ЖБИ-1 ул. 51-я Гвардейская, 1а | 99 | 1 018 | 6 975 |
| Котельная квартала 1111 ул. Закавказская, 4 | 97 | 3 493 | 18 179 |
| Котельная квартала 40 ул. Пражская, 18 | 91 | 23 935 | 124 361 |
| Котельная "4-х Связистов", ул. 4-х Связистов, 23а | 66 | 6 563 | 38 129 |
| Котельная квартала 494 ул. Шефская, 84/1 | 64 | 13 041 | 72 946 |
| Котельная 317, Руднева, 1 | 62 | 6 259 | 38 312 |
| Котельная "ДООЗ им. Куйбышева" ул. 25 лет Октября, 1 | 30 | 740 | 5 677 |
| Котельная квартала 127 "Кача" б-р 30-летия Победы, 27а | 26 | 504 | 4 044 |
| Котельная квартала 164 ул. Титова, 20а | 22 | 2 392 | 14 627 |
| Котельная квартала 199 ул. К. Либкнехта | 22 | 1 544 | 9 302 |
| Котельная "ВИЗ" ул. Ясноморская, 2 | 20 | 4 421 | 26 136 |
| Котельная квартала 207 ул. Нежинская, 32 | 15 | 22 875 | 91 841 |
| Котельная "БСМП" ул. Землячки, 74 | 14 | 3 703 | 17 637 |
| Котельная квартала 135-1 оч. ул. В.-Казахстанская, 18 | 13 | 1 079 | 7 670 |
| Котельная № 3 пос. Водстрой ул. Костюченко, 8а | 10 | 2 266 | 17 787 |
| Котельная квартала 71 ул. Тулака, 6/1 | 10 | 7 204 | 33 136 |
| ИТОГО: | 1 472 | 191 620 | 1 151 424 |

4.2. Результаты расчетов

Результаты расчетов по оптимизации мощности теплоисточников, выполненные по предложенному нами алгоритму, приведены в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчетов оптимальной мощности теплоисточников для систем теплоснабжения Таблицы 4.1

в Гкал/ч

| Наименование и адрес котельной | Подключенная нагрузка | Оптимальная нагрузка по критерию: | | |
|--|-----------------------|-----------------------------------|----------------|--------------|
| | | Прив. затраты | Экспл. затраты | Кап. затраты |
| Котельная завода ТДиН ул. Глазкова, 15 | 187 | 90 | 140 | 55 |
| Котельная квартала 82 ул. Социалистическая, 19 | 136 | 75 | 80 | 70 |
| Котельная квартала 849 ул. Мещерякова, 12 | 133 | 60 | 95 | 25 |
| Котельная квартала 412 ул. Гороховцев, 1 | 124 | 60 | 75 | 45 |
| Котельная квартала 1308 ул. Новоанненская, 1 | 117 | 55 | 170 | 20 |
| Котельная квартала 629 ул. Богунская, 12а | 115 | 55 | 65 | 45 |
| Котельная ЖБИ-1 ул. 51-я Гвардейская, 1а | 99 | 15 | 40 | 10 |
| Котельная квартала 1111 ул. Закавказская, 4 | 97 | 35 | 55 | 15 |
| Котельная квартала 40 ул. Пражская, 18 | 91 | 70 | 180 | 50 |
| Котельная "4-х Связистов" ул. 4-х Связистов, 23а | 66 | 45 | 40 | 50 |
| Котельная квартала 494 ул. Шефская, 84/1 | 64 | 60 | 150 | 40 |
| Котельная 317, Руднева, 1 | 62 | 45 | 45 | 45 |
| Котельная "ДОЗ им. Куйбышева" ул. 25 лет Октября, 1 | 30 | 30 | 50 | 25 |
| Котельная квартала 127 "Кача" б-р 30-летия Победы, 27а | 26 | 10 | 15 | 5 |
| Котельная квартала 164 ул. Титова, 20а | 22 | 45 | 45 | 55 |
| Котельная квартала 199 ул. К. Либкнехта | 22 | 40 | 100 | 25 |
| Котельная "ВИЗ" ул. Ясноморская, 2 | 20 | 20 | 35 | 5 |
| Котельная квартала 207 ул. Нежинская, 32 | 15 | 40 | 60 | 15 |
| Котельная "БСМП" ул. Землячки, 74 | 14 | 50 | 60 | 50 |
| Котельная квартала 135-1 оч. ул. В.-Казахстанская, 18 | 13 | 40 | 60 | 30 |
| Котельная № 3 пос. Водстрой ул. Костюченко, 8а | 10 | 5 | 25 | 5 |
| Котельная квартала 71 ул. Тулака, 6/1 | 10 | 35 | 35 | 40 |
| ИТОГО | 1 472 | 980 | 1 620 | 725 |
| Среднее значение | 67 | 45 | 74 | 33 |

Анализ значений оптимальной мощности теплоисточников для условий г. Волгограда

Выполненные расчеты показали, что оптимальные уровни мощности теплоисточников для различных субъектов системы теплоснабжения – муниципалитета и потребителей (критерий минимальных приведенных затрат), инвестора-застройщика (критерий минимальных капитальных затрат) и теплоснабжающей организации (критерий минимальных эксплуатационных затрат), значительно отличаются.

Для инвестора-застройщика будут выгодны проекты со строительством квартальных котельных средней мощности около 30 Гкал/ч, которые позволяют обеспечить районы комплексной застройки. Тенденция строительства теплоисточников малой и средней мощности наблюдается в большинстве современных девелоперских проектов, реализуемых в российских городах.

Теплоснабжающая организация, как правило, заинтересована в эксплуатации районных котельных мощностью 80 Гкал/ч и выше. Этот вывод подтверждает анализ хозяйственной деятельности теплоснабжающих организаций в различных российских регионах. Крупные районные котельные в большинстве случаев являются наиболее рентабельными объектами в системах теплоснабжения российских городов, доходы от которых направляются на покрытие убытков, образующихся при эксплуатации котельных малой мощности.

Приведенные затраты являются некоей средневзвешенной величиной капитальных и эксплуатационных затрат, при этом в качестве своего рода «весового» коэффициента используется коэффициент CRF (capital return factor). CRF зависит от экономической ситуации в стране, уровня процентной ставки по банковским кредитам. Для расчетов принят размер текущей процентной ставки 15 %. При меньшем значении CRF , характерной для устойчивой экономики, оптимум мощности по критерию приведенных затрат смещается в область больших значений (об этом будет

сказано ниже). Оптимальная мощность теплоисточников по критерию приведенных затрат для условий Волгограда в среднем составляет около 45 Гкал/ч. Данный уровень мощности является приемлемым для муниципалитета и потребителей. Из данных Таблицы 4.2 следует, что оптимумы мощности по суммарным приведенным затратам и по капитальным затратам (то есть в интересах инвестора-застройщика) для условий Волгограда достаточно близки. В последнем случае они на 10 – 15 Гкал/ч ниже.

Приведенные выводы справедливы для рассматриваемых систем централизованного теплоснабжения г. Волгограда. Для других систем, расположенных в иных климатических зонах, использующих другое топливо и имеющих другие особенности, расчетные показатели могут отличаться. Так, в негазифицированных регионах, при использовании угля для выработки тепловой энергии оптимальные уровни мощности окажутся выше. Меньшая степень централизации будет целесообразна и для регионов с теплым климатом и наоборот.

Более наглядно проанализировать выбор оптимальной мощности теплоисточников можно на Рисунке 4.3, на котором отложены оптимизируемые параметры – суммарные приведенные, эксплуатационные и капитальные затраты для одного из теплоисточников города. Анализ выполнен применительно к котельной завода ТДиН, имеющей значительную подключенную нагрузку и расположенную в центральной части города с высокой плотностью тепловых нагрузок. Проведенные расчеты позволяют найти компромиссные решения в вопросе выбора оптимальной мощности источников теплоснабжения для различных интересантов проектов реконструкции – инвестора-застройщика, теплоснабжающей организации и муниципалитета.

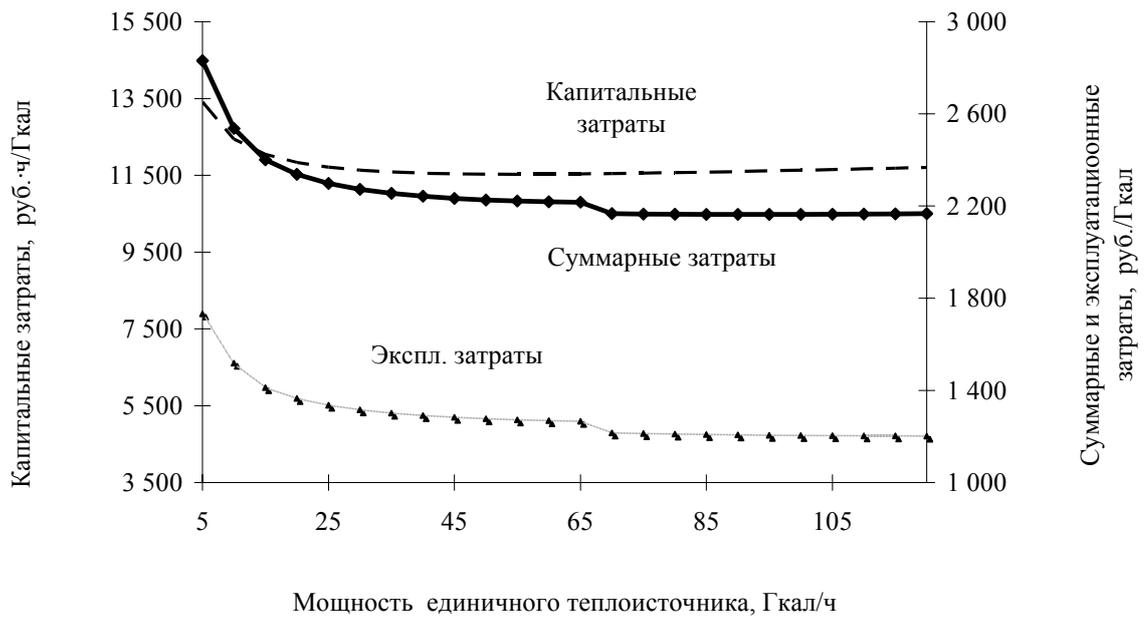


Рисунок 4.3 – Зависимость приведенных, эксплуатационных и капитальных затрат от мощности теплоисточника на примере котельной завода ТДиН

Анализируя тренды приведенных, эксплуатационных и капитальных затрат по системе теплоснабжения завода ТДиН, можно отметить, что наиболее чувствителен к мощности теплоисточника показатель капитальных затрат. Диапазон его изменения составляет до 20%. Наиболее резко затраты увеличиваются при снижении мощности теплоисточника ниже 30 Гкал/ч, что связано с ростом удельных затрат на реконструкцию (строительство) теплоисточников малой мощности. Минимум удельных капитальных затрат достигается в точке 55 Гкал/ч. Дальнейшее увеличение капитальных затрат при увеличении мощности теплоисточника происходит плавно, в основном за счет роста затрат на реконструкцию тепловых сетей.

Эксплуатационные затраты также резко растут при снижении мощности теплоисточника ниже 30 Гкал/ч, что связано со значительными затратами на персонал. При увеличении мощности кривая затрат плавно снижается до достижения мощности 140 Гкал/ч, затем увеличиваются.

Тренд приведенных затрат следует за трендами эксплуатационных и капитальных затрат. Эти затраты также резко растут при снижении мощности теплоисточника ниже 30 Гкал/ч. Минимум достигается в точке 90 Гкал/ч, а затем, при увеличении мощности, приведенные затраты растут.

Таким образом, в данном случае всем интересантам проекта реконструкции важно не допустить в данной зоне теплоснабжения реализации проектов строительства теплоисточников мощностью менее 50 Гкал/ч. При увеличении мощности выше этого значения начинает несколько проигрывать инвестор-застройщик. Муниципалитет выигрывает до уровня 95 Гкал/ч, а дальнейшее увеличение мощности не приносит ему сколько-нибудь значимого ущерба. Эксплуатирующая организация выигрывает при увеличении мощности теплоисточника до 140 Гкал/ч, но этот выигрыш является незначительным, и кардинально не влияет на ситуацию. Таким образом, можно предполагать, что при строительстве в данной зоне трех-четырех теплоисточников мощностью более 50 Гкал/ч, компромисс между участниками может быть успешно найден.

Практическое применение расчетной модели

Выполненные расчеты (Таблица 4.2, Рисунок 4.1) показали, что в существующих системах централизованного теплоснабжения г. Волгограда целесообразна ликвидация котельных малой мощности (до 15 - 20 Гкал/ч) при наличии технической возможности объединения малых теплосистем или подключения малой системы к более мощной. Для мощных теплосистем с нагрузками более 100 Гкал/ч показана целесообразность снижения мощности теплоисточников (котельных) до уровня 40 – 60 Гкал/ч. В тоже время, кривая суммарных приведенных затрат на Рисунке 4.1 показывает, что при росте мощности теплоисточника до уровня 100 – 200 Гкал/ч эффективность теплоисточников снижается очень незначительно – не более, чем на 1 - 2 %. Если принять во внимание

тот факт, что оборудование крупных источников и магистральных сетей систем теплоснабжения Волгограда имеет умеренный износ, то и их вывод из эксплуатации нерационален. Поэтому была дана рекомендация о целесообразности сохранения районных котельных большой мощности с подключением к ним нагрузок ликвидируемых или консервируемых теплоисточников малой мощности. Всего в рамках утвержденной Комитетом тарифного регулирования инвестиционной программы были приняты решения о 17 таких переключениях. Так, были приняты решения об укрупнении котельных завода ТДиН, №№ 82, 849, 1111, 629, 1308 и выводе из эксплуатации котельных №№ 6, 109, 357, 1326, 1364 и других.

По ряду систем теплоснабжения данные решения в последствие были подтверждены детальными технико-экономическими расчетами, основанными на выполненных гидравлических расчетах, детальными инженерных проработках, оценках изменения потребления топлива, электроэнергии, потребности в персонале.

Ожидаемый экономический эффект от реализации мероприятий составил 60 млн. руб./год, снижение потребления топлива – 3 тыс. т у.т./год, электроэнергии – 715 тыс. кВт·ч/год.

Анализ основных факторов, влияющих на уровень оптимальной мощности

Все проведенные ниже оценки влияния различных факторов на оптимальную мощность теплоисточника выполнены по материалам разработки проекта реконструкции системы некогогенерационного теплоснабжения г. Волгограда.

Материальная характеристика тепловой сети

Оптимальный уровень мощности теплоисточников, определяемый по критерию минимальных капитальных затрат, в значительной степени зависит от материальной характеристики и протяженности тепловых сетей в зоне теплоснабжения.

В [3, 13, 22, 23] показано, что проекты централизации систем теплоснабжения наиболее эффективны при высоком уровне показателя удельной материальной характеристики тепловых сетей. Выполненные расчеты на основании разработанного алгоритма (Рисунок 4.4) подтверждают этот тезис. С ростом удельной материальной характеристики сети снижается оптимальный уровень мощности теплоисточников, рассчитанный по критерию капитальных затрат. Однако следует обратить внимание, что в ряде случаев для систем теплоснабжения с одинаковой тепловой нагрузкой значения оптимальной мощности могут отличаться более чем в два раза. Эта разница возникает из-за различной удельной протяженности тепловых сетей (или, что то же самое, из-за различного среднего диаметра сети), поскольку от этого показателя напрямую зависят капитальные затраты на реконструкцию системы теплоснабжения. Таким образом, можно сделать вывод, что оптимальная мощность теплоисточников по критерию минимальных капитальных затрат должна определяться с учетом как минимум двух показателей – удельной материальной характеристики тепловой сети и ее удельной протяженности.



Рисунок 4.4 – Зависимость оптимальной мощности теплоисточников от удельной материальной характеристики тепловой сети (критерий – капитальные затраты)

Оптимумы мощности по показателю приведенных затрат (Рисунок 4.5) показывают определенную чувствительность к удельной материальной характеристике тепловой сети. Среднеквадратичное отклонение выборки оптимумов мощности по критерию приведенных затрат находится на уровне 0,44 против 0,71 по критерию капитальных затрат.

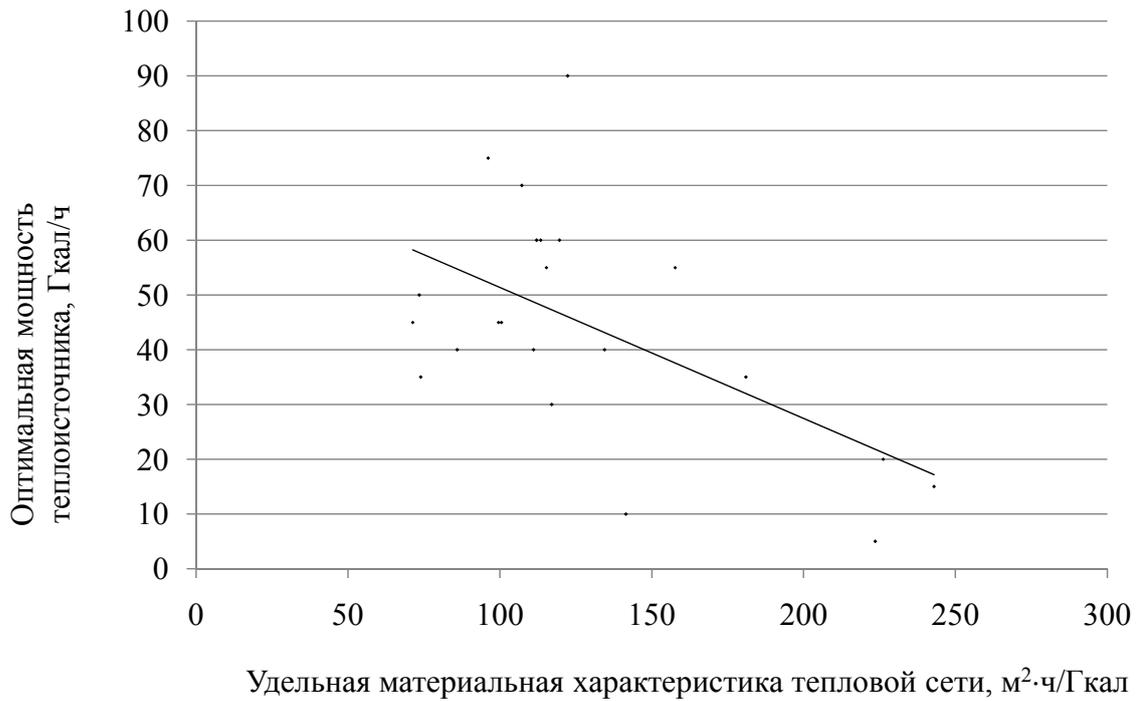


Рисунок 4.5 – Зависимость оптимальной мощности теплоисточников от удельной материальной характеристики тепловой сети (критерий – приведенные затраты)

Стоимость капитала

Анализ чувствительности, проведенный по уровню процентной ставки на банковское финансирование (Рисунок 4.6), показывает, что уровень оптимальной мощности теплоисточников снижается при нестабильной ситуации на финансовых рынках и росте процентных ставок. Таким образом, при текущей ситуации в российской экономике, в которой характерна высокая стоимость заемных денег, целесообразно снижать единичную мощность теплоисточников. И, наоборот, в стабильной ситуации, например, в европейских условиях, создание теплоисточников значительной мощности является более выгодным.

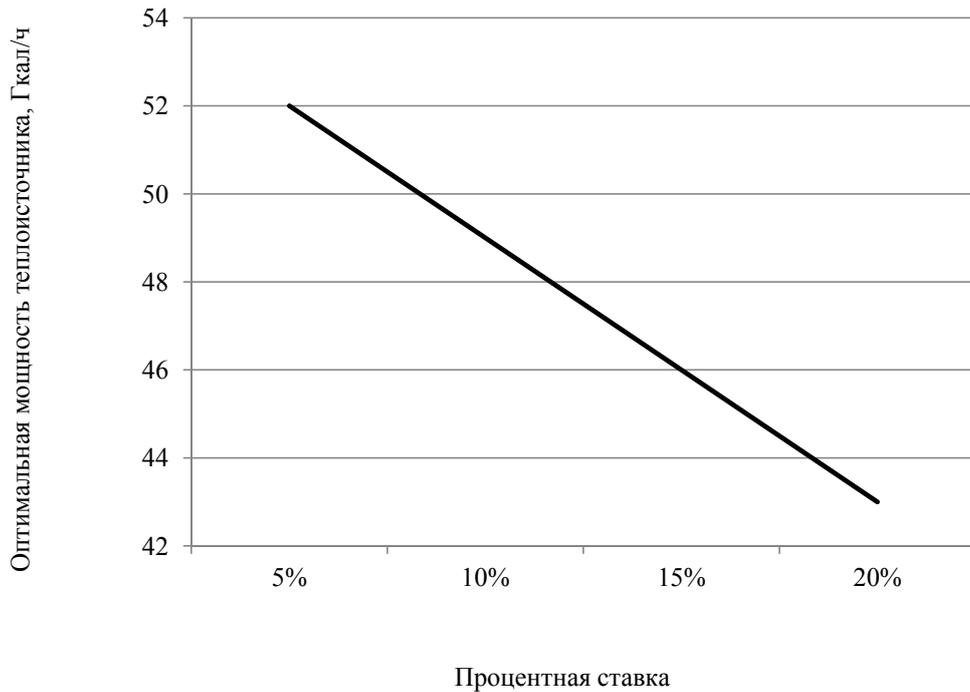


Рисунок 4.6 – Зависимость оптимальной мощности теплоисточников от процентной ставки по банковским кредитам

Удельные капитальные вложения

Анализ чувствительности по показателю удельных капитальных затрат в реконструкцию системы централизованного теплоснабжения в диапазоне от 50 до 200 % к базовому уровню (Рисунок 4.7) выявил, что уровень оптимальной мощности теплоисточников растет при увеличении удельных капитальных вложений. Такие выводы были сделаны при условии равномерного увеличения стоимостных показателей по всем элементам системы теплоснабжения (источники и сети). Причем надо отметить, что эта зависимость является сильно выраженной. При снижении затрат на 50 % от базового уровня оптимальная мощность снижается с 45 до 27 Гкал/ч, при повышении до 200 % увеличивается до уровня 85 Гкал/ч. Столь существенное изменение оптимального уровня теплоисточников при колебании уровня цен на объекты строительства обозначает возможность координальной смены стратегий развития систем

централизованного теплоснабжения с переходом от строительства квартальных котельных к районным источникам, что может внести существенные коррективы в существующие схемы теплоснабжения городов.

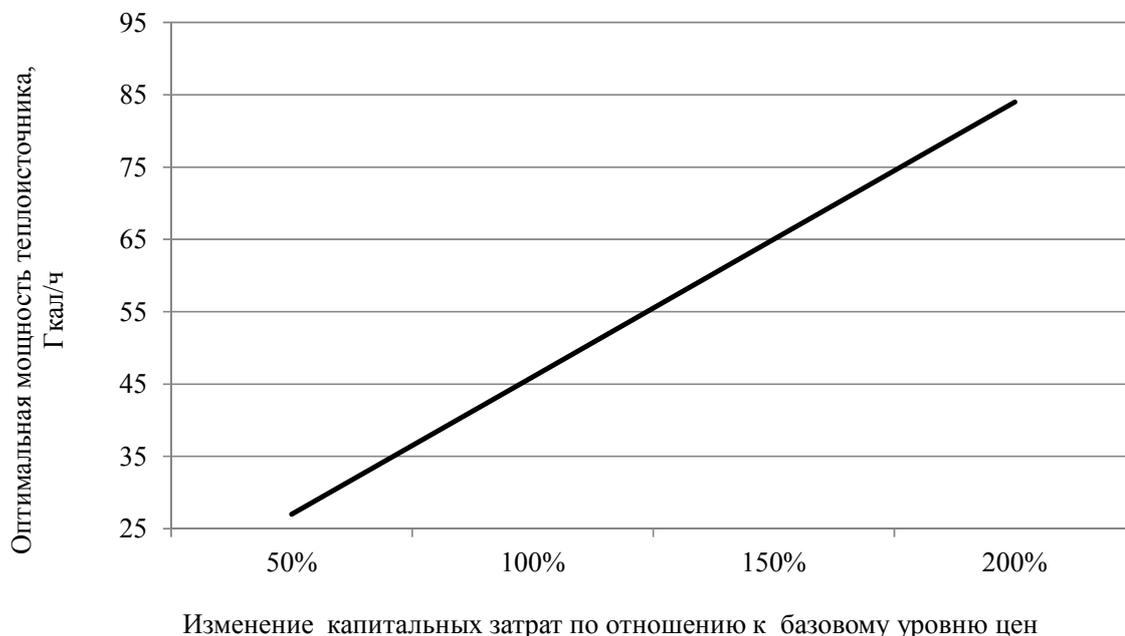


Рисунок 4.7 – Зависимость оптимальной мощности теплоисточников от уровня капитальных затрат

Уровень цен на энергоресурсы и оплату труда персонала

Увеличение цен на энергоресурсы и уровня заработной платы персонала (Рисунок 4.8) оказывает незначительное влияние на оптимальную мощность теплоисточников. При варьировании уровня цен на энергоресурсы и оплаты труда от 50 до 200 % к базовому уровню оптимум мощности энергоисточников изменяется незначительно – от 45 до 50 Гкал/ч.

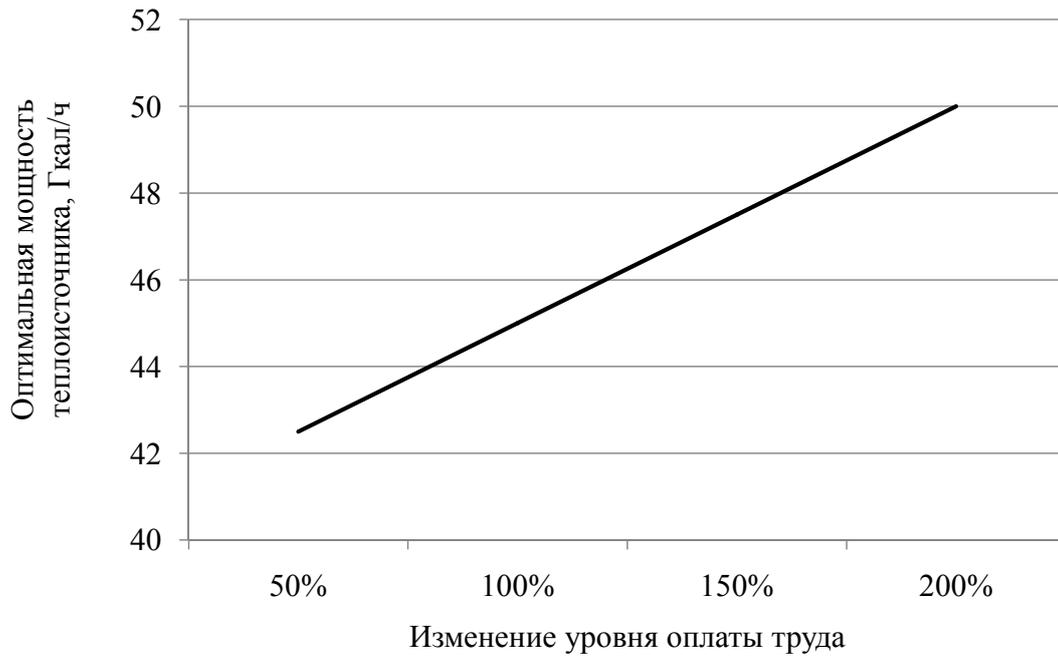


Рисунок 4.8 – Зависимость оптимальной мощности теплоисточников от уровня оплаты труда.

Представленные расчеты показывают, что разработанная модель позволяет не только определить оптимальную мощность теплоисточника, но и выполнить анализ чувствительности данного показателя к таким макроэкономическим параметрам, как процентная ставка, уровень капитальных вложений, стоимость ресурсов. С помощью модели можно также проанализировать структуру затрат на выработку и транспорт тепла. Расчеты показали, что наибольшее влияние на оптимальную мощность теплоисточников в системах централизованного теплоснабжения оказывает плотность тепловых нагрузок, что подтверждается выводами, сделанными другими исследователями. В то же время выявлено существенное влияние и других факторов, например капитальных затрат. Показано, что влияние стоимости капитала не является определяющим фактором.

4.3. Анализ структуры затрат

Используемая расчетная модель позволяет не только определить оптимальную степень централизации теплоснабжения при заданных условиях, но и выполнить анализ структуры капитальных и текущих затрат. Рисунок 4.9 демонстрирует, что при средней мощности тепловых источников 5 Гкал/ч затраты на строительство котельных составляют до 55 % от общих капитальных затрат. При увеличении мощности капитальные затраты на котельные снижаются, а на сети – увеличиваются. Затраты на тепловые пункты не вносят существенный вклад в стоимость реконструкции. При максимальной степени централизации – при наличии 1 теплоисточника в системе с присоединенной нагрузкой 230 Гкал/ч затраты на тепловые сети превышают 80 % от общего объема капитальных вложений.

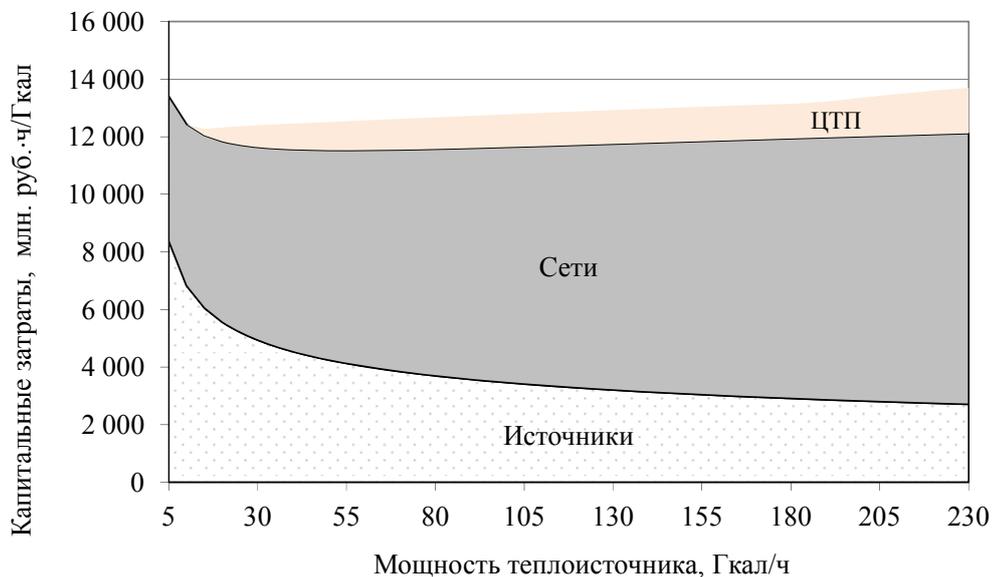


Рисунок 4.9 - Структура капитальных затрат проекта реконструкции системы теплоснабжения котельной завода ТДиН

Анализ структуры эксплуатационных затрат (Рисунок 4.10) показывает, что затраты на топливо не претерпевают существенных изменений при изменении мощности теплоисточника. Небольшой вклад в

рост топливной составляющей вносит увеличение расхода топлива на компенсацию потерь в тепловых сетях, но вес этой позиции в общих затратах относительно не велик. При укрупнении теплоисточников растет расход электроэнергии, что связано с увеличением радиуса теплоснабжения, однако снижение цены на электроэнергию при увеличении масштаба котельной и перехода на более высокое напряжение в значительной степени компенсирует этот рост. Удельные затраты на персонал несколько снижаются при росте мощности теплоисточников от 1 Гкал/ч до 8 Гкал/ч, а затем практически стабилизируются, поскольку рост численности персонала тепловых сетей компенсируется снижением численности эксплуатационного персонала на котельных. Затраты по прочим статьям расходов не существенно зависят от мощности.

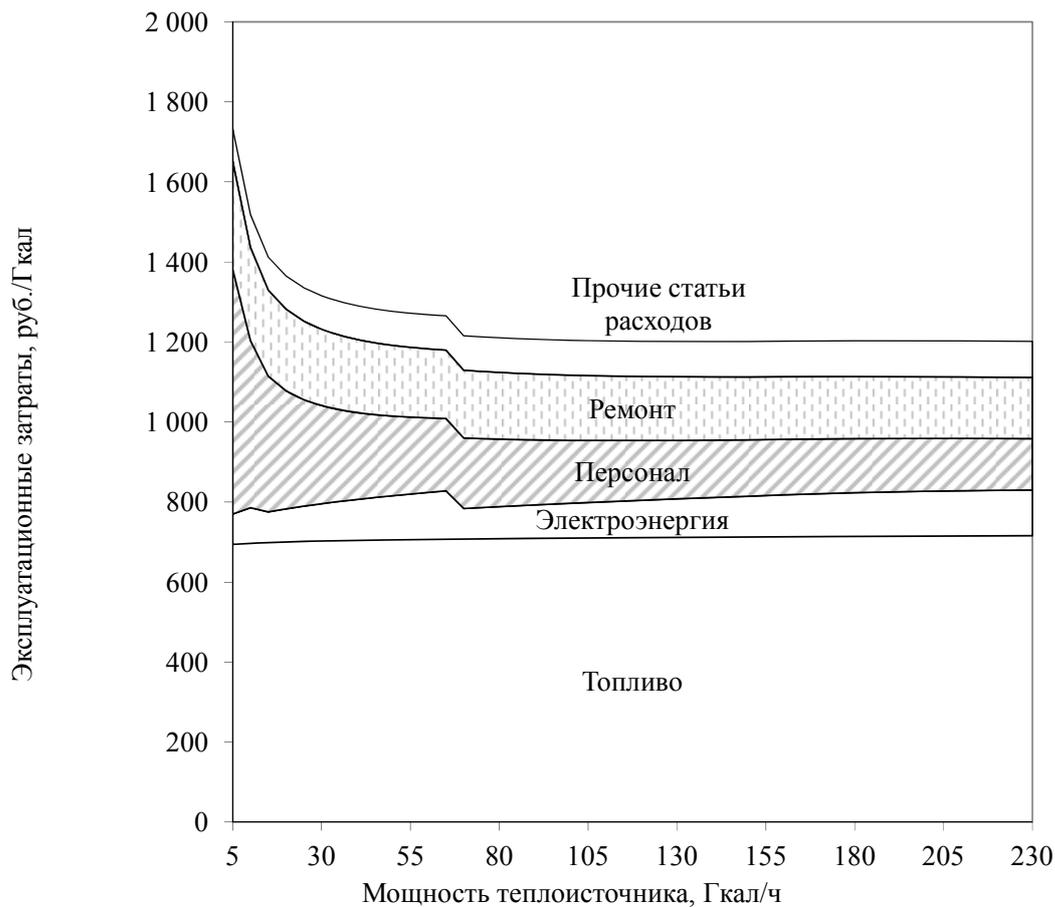


Рисунок 4.10 – Зависимость структуры эксплуатационных затрат от мощности теплоисточников в системе теплоснабжения котельной завода ТДиН

Таким образом, расчетная модель позволяет не только определить оптимальные значения мощности теплоисточников для различных субъектов систем централизованного теплоснабжения, но и провести экспресс-анализ влияния на этот показатель каждой из статей как текущих, так и капитальных затрат.

Итак, разработанная расчетная модель была использована при подготовке инвестиционной программы реконструкции системы теплоснабжения г. Волгограда. Выполненные расчеты позволили инвестору принять экономически обоснованные решения по повышению уровня централизации в ряде тепловых зон города. С применением разработанного алгоритма найдены следующие оптимальные уровни мощности теплоисточников;

- в зонах плотной городской застройки г. Волгограда оптимальная мощность теплоисточников находится на уровне 45 Гкал/ч для муниципалитета, 85 Гкал/ч – для теплоснабжающей организации, 30 Гкал/ч – для инвестора-застройщика. При этом компромиссные решения могут быть достигнуты при выборе максимальной мощности источников.

- для зон с низкой плотностью тепловых нагрузок оптимальный уровень мощности теплоисточников – 5 - 10 Гкал/ч.

Разработанная технико-экономическая модель показала чувствительность оптимальной мощности теплоисточников к экономической ситуации в стране. Высокая стоимость капитала определяет целесообразность снижения этого показателя. Расчеты показывают, что при снижении ставки с 20 до 5 % оптимальный уровень мощности растет на 15 %. Наблюдаемый рост капитальных затрат на реконструкцию систем теплоснабжения в российской экономике также приводит к снижению оптимальной мощности теплоисточников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Несмотря на то, что совместная выработка электроэнергии и тепла имеет несомненные преимущества, для многих населенных пунктов России сегодня остается целесообразным сохранение или создание систем централизованного теплоснабжения на базе некогенерационных источников тепла. Техническое состояние систем некогенерационного централизованного теплоснабжения многих сотен российских населенных пунктов требует их радикальной реконструкции в сжатые сроки, что создает необходимость создания эффективных экспресс-методик для определения основных технических решений при реализации проектов такого рода.

2. Разработан достаточно простой алгоритм технико-экономического расчета, позволяющий на предпроектной стадии реконструкции системы теплоснабжения провести при минимальных временных и финансовых затратах экспресс-поиск оптимальной мощности и количества теплоисточников – ключевых параметров системы централизованного теплоснабжения. Показано, что другие параметры системы, такие как температурный график, мощность центральных тепловых пунктов, удельное падение давления в тепловых сетях и т.п. оказывают второстепенное влияние на выбор показатели системы теплоснабжения и их оптимизация может быть отнесена на более поздние стадии проработки проекта.

3. Получены зависимости, позволяющие оценить технические показатели тепловой сети (ее длину и материальную характеристику) и на их основе прогнозировать капитальные затраты на реконструкцию и эксплуатационные затраты на дальнейшую эксплуатацию при различной единичной мощности теплоисточников в системе. Показано, что эти зависимости целесообразно строить путем экстраполяции показателей

существующей системы теплоснабжения на проектные варианты. Разработанная методика была верифицирована сравнением с результатами детальных расчетов ряда систем некогенерационного централизованного теплоснабжения г. Волгограда.

4. Выполненные с помощью разработанного алгоритма расчет показывает чувствительность оптимальной мощности теплоисточников к экономической ситуации в стране. Высокая стоимость капитала побуждает к снижению этого показателя. Наблюдаемый в российской экономике рост капитальных затрат на реконструкцию систем теплоснабжения также приводит к снижению оптимальной мощности теплосисточников.

5. Разработанный алгоритм был использован при подготовке инвестиционной программы реконструкции системы теплоснабжения города-героя Волгограда. Выполненные расчеты позволили инвестору принять экономически обоснованные решения по повышению уровня централизации теплоснабжения в ряде тепловых зон города.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об энергетической стратегии РФ на период до 2030 г: [распоряжение: утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 нояб. 2009 г.] – Собрание законодательных актов РФ, 2009. № 48, ст. 5836.
2. Чуваев, А. Найдутся инвесторы, которые придут и построят источник тепла. / А. Чуваев // Эксперт. – 2016. № 47. – С. 39 – 41.
3. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. - М.: МЭИ, 2001. – 472 с.
4. Гашо, Е.Г. Особенности развития и проблемы повышения эффективности систем энергообеспечения городов / Е.Г. Гашо // Новости теплоснабжения. – 2007. – № 11. – С. 27 – 32.
5. Cogeneration and District Heating. Sustainable energy technologies for today and tomorrow. International Energy Agency. - Paris: IEA, 2009. – 60 p.
6. Соснова, С. Датское энергетическое чудо / С. Соснова // Новости теплоснабжения. – 2007. - № 3. – С. 42 – 44.
7. IEA. Energy policies in IEA countries. Denmark. 2011 review.
8. Кутовой, Г.П. О торговых отношениях в электроэнергетике и предложения к ценовой политике / Г.П. Кутовой // Энергоэксперт. – 2014. – № 5. – С.26 – 35.
9. Лазаревич, В.А. Развилка для ТЭЦ: выжить или «умереть» / В.А. Лазаревич // Энергорынок. – 2013. – № 6 (111). – С. 31 – 32.
10. Миронов, И. Реформа теплоснабжения как способ решения стратегических задач сектора / И. Миронов // Энергорынок. – 2014. – № 2 (117). – С. 16 – 20.

11. Шурупов, В. О некоторых проблемах конкурентного оптового рынка электроэнергии (на основании анализа работы рынка во второй ценовой зоне) / В. Шурупов // Энергорынок. – 2013. – № 8. (113). – С.30 – 35.
12. Презентация Минэнерго РФ «О реформе теплоснабжения в Российской Федерации» [Электронный ресурс]. / Минэнерго РФ. – Режим доступа: – 20.04.2017. <http://minenergo.gov.ru/node/7132>
13. Ионин, А.А. Теплоснабжение. Учебник для вузов / А.А. Ионин, Б.М. Хлыбов, В.Н. Братенков. – М.: Стройиздат, 1982. – 336 с.
14. Семенов, В.Г. Об увеличении тепловой нагрузки ТЭЦ / В.Г. Семенов // Новости теплоснабжения. – 2004. – № 1. – С. 2 – 3.
15. Башмаков, И.А. Будущее ТЭЦ в России / И.А. Башмаков // Новости теплоснабжения. – 2004. – № 1. – С. 4 – 9.
16. О теплоснабжении: [федер. закон: принят Гос. Думой 9 июля 2010 г.: по состоянию на 1 дек. 2014 г.]. – Российская газета, 2010.
17. Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения: [приказ: утвержден приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 дек. 2012 г.: по состоянию на 30 дек. 2014 г.] – Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 10, ст. 1242.
18. Семенов, В.Г. Децентрализованное теплоснабжение на примере г. Смоленска / В.Г. Семенов // Новости теплоснабжения. – 2001. – № 12. – С. 28 – 31.
19. Российский статистический ежегодник. 2013: Стат.сб. / Росстат. – Р76. М., 2013. – 717 с.
20. Стыркович, М.А. Парогазовая установка с впрыском пара: возможности и оптимизация параметров цикла / М.А. Стыркович, О.Н. Фаворский, В.М. Батенин, Ю.А. Зейгарник, Ю.В. Полежаев, В.М. Масленников, Н.Н. Силина, В.Я. Штеренберг // Теплоэнергетика. – 1995. – № 10. – С. 52 – 57.

21. Technology Data for Energy Plants. Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Energynet.dk. May 2012.
22. Либерман, Н.Б. Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения (Общ. вопр. Проектирования и основное оборуд.) / Н.Б. Либерман, М.Т. Нянкoвская. – М.: Энергия, 1979. – 224 с.
23. Якимов, Л.К. Предельный радиус теплофикации / Л.К. Якимов // Тепло и Сила. – 1931. – № 9. – С. 8 – 10.
24. Бузоверов, Е.А. Определение оптимальной мощности теплового источника централизованного теплоснабжения на основе экспресс расчета с использованием критериев эффективности / Е.А. Бузоверов, М.В. Исаев, И.Д. Чернов, О.Н. Махов // Современные материалы, техника и технологии. – 2016. – № 5 (8). – С. 28 – 32.
25. Бузоверов, Е.А. Методика выбора оптимальной мощности теплоисточников при реконструкции централизованных систем теплоснабжения / Е.А. Бузоверов, М.В. Исаев, И.Д. Чернов, О.Н. Махов // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2017. – №3. – С.20 – 29.
26. СНиП 41-02-2003 Тепловые сети. – СПб: Деан, 2004. – 95 с.
27. Александров, И.П. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / И.П. Александров, И.В. Беляйкина, А.М. Далин, Н.М. Зеликсон, Н.Г. Игнатъева, Д.Е. Каленковицкий, А.Ф. Михальченко, А.Ф. Нечушкин, А.А. Николаев, А.П. Сафонов, М.Г. Шпеер. – М.: Издательство литературы по строительству, 1965. – 360 с.
28. Pirouti M. Energy consumption and economic analyses of a district heating network / M. Pirouti, A. Bagdanavicius, J. Ekanayake, J. Wu, N. Jenkins // Energy. – 2013. – № 57. – P.149 – 159.

29. Tol H. Improving the dimensioning of piping networks and network layouts in low-energy district heating systems connected to low-energy buildings: A case study in Roskilde, Denmark / H. Tol, S. Svendsen // *Energy*. – 2012. – № 38. – P. 276 – 290.
30. Pusat, S. Techno-economic model for district heating systems / S. Pusat, H. Erdem // *Energy and Buildings*. – 2014. – № 72. – P. 177 – 185.
31. Бузоверов, Е.А. О выборе оптимальных значений удельного падения давления теплоносителя в тепловых сетях / Е.А. Бузоверов, В.М. Островский // *Промышленная энергетика*. – 2015. – № 9. – С. 9 – 12.
32. Бузоверов, Е.А. К вопросу об оптимальном значении удельных потерь давления теплоносителей в тепловых сетях / Е.А. Бузоверов // *Сборник докладов на IV Международной научно-технической конференции «Теоретические основы теплогазоснабжения и вентиляции»*. 25.11.2015 – 27.11.2015. С. 259 – 263.
33. Хромченков, В.Г. Программный комплекс для оптимизации оптимальной толщины теплоизоляции при реконструкции тепловых сетей / В.Г. Хромченков, Ю.В. Яворовский, Т.Ю. Полуэктова, А.Ю. Самарин // *Новости теплоснабжения*. – 2010. – №10. – С. 34.
34. СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – СПб.: Деан, 2004 – 61 с.
35. Казанов, Ю.Н. Организационная и техническая модернизация теплоснабжения Мытищинского района / Ю.Н. Казанов // *Новости теплоснабжения*. – 2009. – № 12. – С. 13 – 26.
36. Краткий статистический справочник по электроэнергетике и энергетическому строительству СССР / М.: Оргэнергострой, 1967. – 78 с.

37. Козин, Т.А. Теплоснабжение: Учеб. Пособие для вузов по спец. «Теплоснабжение и вентиляция». / В.Е. Козин, Т.А. Левина, А.П. Марков, И.Б. Пронина, В.А. Слемзин. – М.: Высшая школа, – 1980. – 408 с.
38. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий / ГУП Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова. М.: 2002. – 66 с.
39. Слепченко, В.С. Отопительные котельные малой мощности. / В.С. Слепченко, В.Д. Быстров, М.Л; Е.Л. Палей // Новости теплоснабжения. – 2004. – № 9. – С. 24 – 33.
40. Жигурс, А. Утилизация тепла дымовых газов на теплоисточников г. Рига. / А. Жигурс, А. Церс, Ю. Голуновс, Д. Турлайс, С. Плискачев. // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 5. – С.19 – 24.
41. Гершкович, В.Ф. Об экономической целесообразности использования теплонасосных установок / В.Ф. Гершкович. // АВОК. – 2010. – № 2. – С. 28 – 29.
42. Зайченко, В.М., Распределенное производство энергии / В.М. Зайченко, А.Д. Цой, В.Я. Штеренберг. – М.: Бурос. – 2008, 207 с.
43. В.Е., Фортов. Состояние развития возобновляемых источников энергии в мире и в России / В.Е. Фортов, О.С. Попель. // Теплоэнергетика. № 6. 2014. С. 4 – 13.
44. Шарипов, А. Я. Энергоэффективные мероприятия и энергосберегающие технологии в системе теплоснабжения жилого района Куркино г. Москвы / А.Я. Шарипов // Энергосбережение. – 2001. – № 5. С. 10 – 13
45. Внедрение современных технологий в системе теплоснабжения г. Челябинска [Электронный ресурс] ЭСКО. Города и здания. – 2013. – №9. – Режим доступа:

http://esco-ecosys.narod.ru/cities/2013_9/art111.pdf. – 31.12.2014.

46. Лобанов, С.М. Применение механизмов частно-государственного партнерства в развитии региональных энергосистем / С.М. Лобанов // Новости теплоснабжения. – 2009. – № 12. – С. 27 – 29.
47. Официальный сайт Российской Федерации в сети Интернет для размещения информации о размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг. [Электронный ресурс] / Министерство экономического развития Российской Федерации. – Режим доступа: <http://zakupki.gov.ru/>
48. Котов, С.И. Опыт реализации проекта «Реконструкция системы теплоснабжения района Ново-Ленино г. Иркутска на основе энергосберегающих технологий» / С.И. Котов, В.М. Никитин, В.А. Стенников // Энергосбережение. – 2001. – №2. – С. 58 – 61.
49. Пасичко, С.И. Системы теплоснабжения. Выбор оптимальных направлений развития / С.И. Пасичко, Е.А. Халецкая, А.Г. Колиенко // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 8. – С. 46 – 53.
50. Гершкович, В.Ф. Газовый котел или тепловой насос? / В.Ф. Гершкович. // Энергосбережение. – 2010. – № 8. – С. 56 – 63.
51. Яковлев, Б.В. Технико-экономическое обоснование зон централизованного и децентрализованного теплоснабжения: Методические указания / Б.В. Яковлев, В.И. Трутаев // БелНИПИэнергопром. Мн., – 1995. – 57 с.
52. Папушкин, В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое / В.Н. Папушкин // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 9. С. 44 – 49.
53. Папушкин, В.Н. Задачи перспективных схем теплоснабжения. Изменение зон действия источников тепловой энергии (систем теплоснабжения) / В.Н. Папушкин, А.С. Григорьев, А.П. Щербаков // Новости теплоснабжения. – 2013. – № 3. – С. 13 – 25.

54. Папушкин, В.Н. Методика расчета радиуса эффективного теплоснабжения для схем теплоснабжения / В.Н. Папушкин, С.О. Полянцев, А.П. Щербаков, А.А. Храпков // Новости теплоснабжения. – 2014. – № 9. – С. 44 – 47.
55. Мунц, Ю. Г. Совершенствование экономического механизма хозяйствования / Ю. Г. Мунц, В.А. Мунц // Промышленная энергетика. – 2014. – № 12. – С. 2 – 6.
56. Храпков, А.А. Новая модель рынка тепловой энергии. Текущая ситуация / А.А. Храпков // Новости теплоснабжения. – 2016. – №1. С. 8 – 24.
57. Zhuk, A. Managing peak loads in energy grids: Comparative economic analysis / A. Zhuk, Yu. Zeigarnik, E. Buzoverov, A. Sheindlin // Energy Policy. – 2016. – № 88. – P. 39 – 44.
58. Жук А.З., Сравнительный анализ технологий для покрытия пиковых нагрузок в энергосистеме / А.З. Жук, Ю.А. Зейгарник, Е.А. Бузоверов, А.Е. Шейндлин, Ю.Н. Кучеров // Электрические станции. – 2015. – № 4. – С.20 – 28.
59. Ereev, S. Standardized cost estimation for new technologies (SCENT) – methodology and tools / S. Ereev, M. Patel // Journal of Business Chemistry. – 2012. – № 9. – С. 31 – 48.
60. 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 / Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП. – 2004. – 79 с.
61. Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии: [приказ: подписан Мин. энергетики Рос. Федерации 30 дек. 2008 г. №325: по состоянию на 1 фев. 2010 г.].

62. РД 34.09.255-97 Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях / ОРГРЭС. – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС. – 1998. – 28 с.
63. СНиП II-35-76 Котельные установки. Актуализированная редакция – М.: ФГУП ЦПП. – 2000. – 51 с.
64. Нормативы численности рабочих котельных установок и тепловых сетей – М.: Всесоюзный центр производительности Минтруда СССР, 1991 – 99 с.
65. Нормативы численности промышленно-производственного персонала тепловых сетей. – М.: ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004 – 120 с.
66. Приказ Минстроя РФ от 01.06.2017 № 837/ПР «Об утверждении укрупненных сметных нормативов» НЦС 81-02-19-2017. Сборник № 19 Здания и сооружения городской инфраструктуры [Электронный ресурс]. / Минстрой РФ. – Режим доступа: – 22.08.2017. <http://www.minstroyrf.ru/docs/14562/>
67. Приказ Минстроя РФ от 21.07.2017 № 1011/ПР «Об утверждении укрупненных сметных нормативов» НЦС 81-02-13-2017. Сборник №13 Наружные тепловые сети [Электронный ресурс]. / Минстрой РФ. – Режим доступа: – 22.08.2017. <http://www.minstroyrf.ru/docs/14925>
68. Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш – М.: Энергоатомиздат, 1984, – 248 с.
69. Рогалев, Н.Д. учебное пособие для вузов / Н.Д. Рогалёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова, Г.Н. Курдюкова, В.В. Бологова, О.Ю. Панамарева. – М.: МЭИ, 2005. – 288 с.
70. Dysert, L.R. Sharpen Your Cost Estimating Skills. / L.R. Dysert // Cost Engineering. – 2003. – Vol. 45. №6. P. 22 – 30.

71. Truong, N. Cost and primary energy efficiency of small-scale district heating Systems / N. Truong , L. Gustavsson // Applied Energy. – 2014. – №130. P. 419 – 427.
72. Громов, Б.Н. О радиусе эффективного теплоснабжения / Б.Н. Громов, М.А. Сердюкова, А.М. Кашлев // Новости теплоснабжения. – 2014. – № 7. С. 22 – 27.
73. Бузоверов, Е.А. Об удельных капитальных затратах на строительство котельных и тепловых сетей / Е.А. Бузоверов, В.М. Островский // Промышленная энергетика. – 2015. – № 11. С. 7 – 11.
74. Persson, U. Heat distribution and future competitiveness of district heating / U. Persson, S. Werner // Applied Energy. – 2011. – №88. – P. 568 – 576.
75. Identification of Near-term Priority Investments and Preparation of their Technical Specifications and Tender Documents. Final Report. – Stockholm: Sweco International AB, 2013. – 102 p.
76. Средневзвешенные процентные ставки по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям в рублях. 2017 год. [Электронный ресурс] / Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/?Prtid=int_rat -20.04.2017
77. Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: [федер. закон: принят Гос. Думой 05 авг. 2000 г. № 117-ФЗ: по состоянию на 20 нояб. 2014 г.]. – М.: Эксмо, 2014. – 1309 с.