

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.02.09 «Экономика предприятий и организаций
(энергетика)»

**Обоснование способов технологического присоединения к системе
теплоснабжения города Томска (на примере АР «Томская генерация»)**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	доцент, канд. экон. наук	Т. И. Поликарпова
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Э. А. Гагиева
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		Т. М. Руденко
	подпись, дата		

Красноярск 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Теоретические основы технологического присоединения к теплосетям.....	5
1.1 Энергетическая стратегия России в тепловом хозяйстве	5
1.2 Техническая база энергообъектов Томской области.....	14
1.3 Законодательная база по технологическому присоединению к тепловым сетям	25
2 Анализ технологического присоединения к тепловым сетям	
АО «Томская генерация»	34
2.1 Характеристика АО «Томская генерация».....	34
2.2 Методический подход к формированию технологического присоединения энергопринимающих устройств к тепловым сетям.....	40
2.3 Сравнительный анализ технологического присоединения на АО «Томская генерация» при разной степени подключаемой нагрузки	49
3 Разработка мероприятий по реконструкции тепловых сетей на АО «Томская генерация»	54
3.1 Обоснование реконструкции тепловых сетей АО «Томская генерация» ..	54
3.2 Оценка проведения реконструкции тепловых сетей.....	57
Заключение	62
Список использованных источников	64
Приложение А Бланк заявления на заключение договора теплоснабжения АО «Томская генерация»	Ошибка! Закладка не определена.

ВВЕДЕНИЕ

Проведение мероприятий по осуществлению технологического присоединения является одной из ключевых задач энергетических организаций. Технологическое присоединение представляет собой услугу, оказываемую сетевой организацией для подключения энергопринимающих устройств юридических, физических лиц и индивидуальных предпринимателей к тепло – или электросетям. Технологическое присоединение к сетям теплоснабжения имеет ряд особенностей, связанных как с нормативно–правовыми документами, так и со спецификой методики его реализации. Правила проведения подключения к теплосетям, а также установление платы за технологическое присоединение установлены в соответствии со строго определенными законодательством стандартами.

Технологическое присоединение может осуществляться двумя способами – хозяйственным и подрядным. В данной работе проведен анализ хозяйственного способа, т.е. способа, при котором организация обходится лишь своими силами. Присоединение потребителей к тепловым сетям завершает построение единой трехзвенной технологической цепочки

Осуществление технологического присоединения к действующим теплосетям невозможно без проведения предварительной реконструкции объектов теплового хозяйства. В связи с этим были предложены мероприятия по инвестиционной программе относительно реконструкции теплообъектов на период 2019–2022 гг.

Таким образом, целью бакалаврской является обоснование способов технологического присоединения к системе теплоснабжения города Томска на предприятии АО «Томская генерация».

Для достижения поставленной цели в работе были сформулированы следующие задачи:

- исследование технической базы объектов теплового хозяйства;

– анализ нормативно–правовой базы по технологическому присоединению;

– анализ расчета платы за технологическое присоединение для объектов заявителей разной степени подключаемой нагрузки;

– оценка мероприятий по реконструкции тепловых сетей в целях подключения новых потребителей.

Объектом исследования данной работы является предприятие АО «Томская генерация».

Предметом исследования – технологическое присоединение к тепловым сетям заявителей.

1 Теоретические основы технологического присоединения к теплосетям

1.1 Энергетическая стратегия России в тепловом хозяйстве

Российская система теплоснабжения является самой большой в мире, на ее долю приходится более 40% мирового централизованного производства тепловой энергии. Рынок тепловой энергии – один из самых больших монопродуктовых рынков России [1]. Потребление тепловой энергии составляет в стране около 2 млрд Гкал. в год, в том числе от централизованных систем – 1,4 млрд Гкал. На производство тепловой энергии для систем теплоснабжения расходуется 320 млн т. у. т., или 33% всего потребления первичной энергии в России [2].

Российское централизованное теплоснабжение состоит из 50 тыс. локальных систем, обслуживаемых 18 тыс. предприятий [3].

К концу 2016 года в Российской Федерации действовали 512 тепловых электростанций, 73,7 тысяч отопительных котельных и почти 155 тысяч мелких газовых котлов мощностью меньше 0,001 Гкал/ч, применяемых в школах, детских садах, лечебно–оздоровительных учреждениях, детских домах, домах-интернатах для престарелых и инвалидов, учреждениях культуры, студенческих общежитиях, финансируемых бюджетом. В 2016 году по сравнению с 2015 годом число тепловых электростанций общего пользования увеличилось на 7 единиц, а по сравнению с 2012 годом сократилось на 19 ед. (на 3,6%) [4].

Общее число отопительных котельных уменьшилось на 2185 единиц. Произошло существенное снижение числа котельных малой мощности до 3 Гкал/ч – на 1918 котельных, число котельных средней мощности – от 3 до 20 Гкал/ч, снизилось на 241 котельную. Незначительно уменьшилось число котельных мощностью от 20 до 100 Гкал/ч (на 18 котельных) [5].

Число котельных на твердом топливе уменьшается из года в год. С 2016 г. по отношению к 2012 г. снизилось на 1064 единицы (на 4,1%) Число

котельных, работающих на мазуте, по сравнению с 2012 годом уменьшилось на 303 единицы или на 11,6%. Число котельных, работающих на газе, в 2016 году относительно 2012 года выросло на 1892 единицы (плюс 4,4%). В целом, общее число всех котельных за период с 2012 по 2016 год увеличилось на 259 единиц (на 0,4%) [6].

В течение 2016 года в Российской Федерации было введено 6637 новых котельных, из них наибольшее количество малых котельных мощностью до 3 Гкал/ч (5185 единиц или 78% от общего числа введенных котельных) и только 94 котельных мощностью от 100 и более Гкал/ч или 1,5% от общего числа введенных котельных. Из введенных в 2016 г. котельных 3363 единицы в сельской местности (50,7%) и 3274 единицы (49,3%) в городах. Общий прирост числа отопительных котельных обеспечивается в основном за счет строительства малых котельных в сельской местности [7].

Средняя установленная мощность отопительных котельных за период с 2005 года уменьшилась на 16,7% – с 9,6 Гкал/ч до 8,0 Гкал/ч в 2016 году. В городских поселениях это снижение составило 2,4% – с 16,8 Гкал/ч до 16,4 Гкал/ч. В сельской местности, соответственно, 28% – с 2,5 Гкал/ч до 1,8 Гкал/ч. Это отражает факт преимущественного роста количества маломощных котельных и продолжающуюся децентрализацию теплоснабжения [8].

Суммарная установленная мощность источников теплоснабжения общего пользования к концу 2016 года составила 844,7 тыс. Гкал/ч. По сравнению с данными за 2015 год суммарная мощность источников теплоснабжения снизилась на 20,9 тыс. Гкал/час (на 2,4%). В суммарной мощности источников теплоснабжения общего пользования доля отопительных котельных в среднем за 2012 – 2016 годы составляет 67,9%, доля ТЭЦ – 32,1%. Подавляющее число источников теплоснабжения находится в городских поселениях, где концентрация населения значительно выше, чем в селе. В 2016 году доля ТЭЦ в суммарной мощности снизилась до

29,9%, а котельных выросла до 70,1% по причине вывода из эксплуатации старых ТЭЦ [9].

В период с 2012 по 2016 год установленная тепловая мощность ТЭС общего пользования уменьшилась на 43,3 тыс. Гкал/ч. Суммарная установленная мощность котельных в городских поселениях увеличилась на 13,1 тыс. Гкал/ч. В сельских поселениях – не изменилась [10].

В 2016 году средняя загрузка источников тепловой энергии в отопительный период составляла 30,1%, среднегодовая – 17,8%. Поддержание резервов тепловой мощности обусловлено рисками низких зимних температур и необходимостью обеспечения теплоснабжения в случае экстремальных зимних условий. Выделение отпуска тепла от турбин позволяет укрупненно оценить масштабы теплофикации в системах централизованного теплоснабжения. Тепловые электростанции в 2016 году отпустили тепла на 24,5 млн гкал меньше, чем в 2015 году. Доля отпуска тепла на ТЭС в теплофикационном режиме в среднем по России составляет 85% – 87% от общего объёма отпуска тепла от тепловых электростанций; остальное тепло ТЭС – от ПВК и РОУ [11].

На данный момент в сфере теплоснабжения существует ряд проблем, препятствующих продуктивному развитию теплохозяйства. К числу основных проблем в указанной сфере относятся:

- неудовлетворительное состояние систем теплоснабжения, характеризующееся высоким износом основных фондов, особенно теплосетей и котельных, недостаточной надежностью функционирования, большими энергетическими потерями и негативным воздействием на окружающую среду;

- потребность в крупных инвестициях для обеспечения надежного теплоснабжения при необходимости одновременного ограничения роста стоимости услуг этой сферы;

- организационная разобщенность объектов и систем теплоснабжения – отсутствие единой государственной политики в этом секторе, прежде всего научно-технической и инвестиционной;

- необходимость институциональной перестройки всей системы теплоснабжения для вывода ее из кризиса и успешного функционирования в рыночных условиях.

Для преодоления вышеперечисленных проблем и успешного развития сферы теплоэнергетики Энергетическая стратегия России до 2030 года предусматривает особые перспективные направления. Будет реализовываться стратегическое направление опережающего развития угольных тепловых электростанций, особенно в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В результате доля угля в потреблении топлива тепловыми электростанциями к концу третьего этапа реализации настоящей Стратегии увеличится соответственно с 26% до 34% – 36% , а доля газа, наоборот, снизится с 70% до 60% – 62% процентов [12].

Производство тепла будет сосредоточено на теплоцентралях с уменьшением их роли в теплоснабжении за счет развития систем когенерации (газотурбинная установка с котлом–утилизатором) и автономных теплоснабжающих установок. В 2030 году доля тепла, производимого на теплоэлектроцентралях в системах централизованного теплоснабжения, уменьшится с 43% до 35%. Эту нишу займут газотурбинные установки на теплоэлектроцентралях и автономные установки [13].

Стратегическими целями развития теплоснабжения являются:

- достижение высокого уровня комфорта в жилых, общественных и производственных помещениях, включая количественный и качественный рост комплекса услуг по теплоснабжению (отопление, хладоснабжение, вентиляция, кондиционирование, горячее водоснабжение), высокий уровень обеспеченности населения и отраслей экономики страны этим комплексом услуг при доступной их стоимости;

- кардинальное повышение технического уровня систем теплоснабжения на основе инновационных, высокоэффективных технологий и оборудования;
- сокращение непроизводительных потерь тепла и расходов топлива;
- обеспечение управляемости, надежности, безопасности и экономичности теплоснабжения;
- снижение негативного воздействия на окружающую среду [14].

Для достижения стратегических целей развития отрасли необходимо решить следующие основные задачи:

- осуществить развитие теплоснабжения России и ее регионов на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности;
- реализовать распространение сферы теплофикации на базе паротурбинных, газотурбинных, газопоршневых и дизельных установок на область средних и малых тепловых нагрузок;
- наладить оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон;
- максимально использовать возможности геотермальной энергетики для обеспечения теплоснабжения изолированных регионов, богатых геотермальными источниками (полуостров Камчатка, остров Сахалин, Курильские острова);
- развить системы централизованно–распределенной генерации тепловой энергии с разными типами источников, расположенных в районах теплоснабжения;
- модернизировать и развить системы децентрализованного теплоснабжения с применением высокоэффективных конденсационных газовых и угольных котлов, когенерационных, геотермальных, теплонасосных

и других установок, а также автоматизированных индивидуальных теплогенераторов нового поколения для сжигания разных видов топлива;

- усовершенствовать режимы эксплуатации теплоэлектроцентралей с целью максимального сокращения выработки электрической энергии по конденсационному циклу, вынос ее выработки по условиям экономичности на загородные тепловые станции;

- изменить структуры систем теплоснабжения, включая рациональное сочетание системного и элементного резервирования, оснащение автоматикой и измерительными приборами в рамках автоматизированных систем диспетчерского управления нормальными и аварийными режимами их эксплуатации, переход на независимую схему подключения нагрузки отопления (вентиляции и кондиционирования) и закрытую систему горячего водоснабжения;

- осуществить совместную работу источников тепла на общие тепловые сети с оптимизацией режимов их функционирования;

- произвести реконструкцию теплоэлектроцентралей, котельных, тепловых сетей и тепловых энергоустановок, повысить качество строительно–монтажных и ремонтных работ, своевременно выполнять регламентные мероприятия, оснастить потребителей стационарными и передвижными установками теплоснабжения в качестве резервных и (или) аварийных источников теплоснабжения;

- разработать нормативно–правовую базу, обеспечивающую эффективное взаимодействие производителей тепла, организаций, осуществляющих его транспортировку и распределение, а также потребителей в рыночных условиях функционирования отрасли [15].

Перспективная структура, а также объемы производства и потребления тепловой энергии на период до 2030 года максимально ориентированы на обеспечение потребностей экономики России и учитывают уже начавшуюся деурбанизацию городских поселений, включая вынос за пределы городской

застройки промышленного производства и активное развитие индивидуального малоэтажного строительства.

Малоэтажная застройка, как правило, будет обеспечиваться индивидуальными теплогенераторами, а многоэтажная – централизованными (частично децентрализованными) источниками. Основной прирост производства тепла в системах централизованного теплоснабжения будут обеспечивать тепловые электростанции, доля которых в общем объеме производства тепла в системах централизованного теплоснабжения вырастет с 44% до 49% – 50%. Кроме того, увеличится использование теплоутилизационных установок и особенно возобновляемых источников тепла на базе геотермальной, солнечной энергии и биомассы [16].

В результате доля котельных в производстве тепла в системах централизованного теплоснабжения уменьшится с 49% до 40%. В теплоснабжении также найдут свое применение атомные станции с модульными высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами для производства тепла промышленного потенциала, производства водорода, синтетического жидкого топлива и других. Энергосбережение в теплоснабжении будет осуществляться по следующим основным направлениям:

– в производстве тепловой энергии – повышение коэффициента полезного действия котлоагрегатов, теплофикационных и других установок на основе современных технологий сжигания топлива, когенерационной выработки тепловой и электрической энергии, увеличение коэффициента использования тепловой мощности, развитие систем распределенной генерации тепла с вовлечением в теплоснабжение возобновляемых источников энергии, повышение технического уровня, автоматизации и механизации мелких теплоисточников, оснащение их системами учета и регулирования отпуском тепловой энергии, а также обоснованное разделение сферы централизованного и децентрализованного теплоснабжения;

– в системах транспорта тепловой энергии – сокращение тепловых потерь и утечек теплоносителя в результате реконструкции тепловых сетей на основе применения теплопроводов заводской готовности, эффективных способов их прокладки, современных запорно-регулирующих устройств, автоматизированных узлов и систем управления режимами, а также организация оптимальных режимов функционирования тепловых сетей, теплоисточников и потребителей;

– в системах потребления тепловой энергии – учет количества и контроль качества потребляемой тепловой энергии, реконструкция и новое строительство зданий с применением теплоустойчивых конструкций, тепловой автоматики, энергоэффективного оборудования и теплопроводов, а также высокая технологичность всего процесса теплоснабжения, доступность его контроля и возможность управления [17].

В результате будет достигнуто не менее чем двукратное снижение удельных потерь тепла (с 19 % до 8% – 10%), что обеспечит экономию топлива в размере не менее 40 млн тонн условного топлива к 2030 году. Прогнозируемое развитие теплоснабжения потребует осуществления ряда таких мер, как формирование и совершенствование конкурентного рынка тепловой энергии, поддержка создания прогрессивного российского оборудования для системы теплоснабжения, совершенствование управления этими системами и поддержка государством и региональными органами власти формирования необходимых инвестиций в сферу теплоснабжения [18].

На первом этапе реализации настоящей Стратегии будет обеспечено повышение стандартов предоставления услуг теплоснабжения в результате оптимизации структуры систем, соотношения централизованного и децентрализованного теплоснабжения, повышения надежности, безопасности, энергетической и экономической эффективности производства, транспортировки и потребления тепла за счет модернизации основных производственных фондов и тепловых сетей, а также обеспечения потребителей системами учета и регулирования. В указанный период

необходимо осуществить разработку и начать последовательную реализацию комплекса программных мер по коренному усовершенствованию теплоснабжения, предусматривающих в том числе: создание благоприятных условий для привлечения частных инвестиций в теплоснабжение, включая внедрение метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала; оптимизацию системы тарифов (переход на обязательное применение двухставочного тарифа, применение долгосрочных тарифов по двусторонним договорам) с учетом интересов как производителей, так и потребителей тепла; формирование обязательных требований к производимому и применяемому в указанной сфере оборудованию, а также к повышению энергоэффективности зданий; рациональное применение механизмов государственной поддержки, в том числе в рамках частно–государственного партнерства [19].

На втором этапе реализации настоящей Стратегии будет осуществлена масштабная реконструкция и техническое переоснащение основных фондов, включая экономически оправданную замену тепловых сетей и сетевого оборудования централизованного теплоснабжения в тех регионах, где это будет экономически оправданно. Широкое развитие на новом технологическом уровне получают системы децентрализованного (индивидуального) теплоснабжения, в том числе с использованием возобновляемых источников тепла. Будет сформирован рынок тепловой энергии и упорядочены взаимоотношения между его участниками, дальнейшее развитие получают процессы повышения энергоэффективности теплоснабжения и внедрения инновационных высокоэффективных технологических схем его организации [19].

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии теплоснабжение достигнет высоких уровней энергетической, экономической и экологической эффективности, будет обеспечен высокий уровень теплового комфорта населения, соответствующий уровню развития стран с аналогичными природно–климатическими условиями. Дальнейшее развитие отрасли пойдет

по пути расширенного вовлечения в производство тепла новых неуглеводородных источников энергии и использования высокоэффективных автоматизированных технологических схем организации теплоснабжения [19].

Топливо–энергетический комплекс играет значительную роль в экономике технических рынков страны, одним из них является Томская область. Она имеет в своем составе нефте– и газодобывающие предприятия, объекты электро– и теплоэнергетики. Современная теплоэнергетика Томской области основана на использовании природного газа и угля в качестве первичных энергоресурсов.

1.2 Техническая база энергообъектов Томской области

Энергосистема Томской области входит в состав Объединенной энергосистемы Сибири (ОЭС Сибири). В энергосистему Томской области входит 9 электростанций суммарной установленной мощностью 1119,9 МВт. Три из них (Томская ГРЭС–2, Томская ТЭЦ–1, Томская ТЭЦ–3) принадлежат АО «Томская генерация». ТЭЦ Сибирского химического комбината принадлежит Госкорпорации «Росатом». Остальные пять электростанций относятся к объектам малой генерации промышленных предприятий: Вспомогательная котельная принадлежит ООО «Томскнефтехим»; ГТЭС Игольско–Талового нефтяного меторождения, ГТЭС Двуреченская принадлежат ОАО «Томскнефть» ВНК; Мыльджинская ГДЭС – ОАО «Томскгазпром» [20].

Максимум нагрузки Томской энергосистемы в 2020 году прогнозируется на уровне 1386 МВт, что на 23 МВт выше максимума нагрузки 2014 г. Потребление электроэнергии Томской ЭС к 2020 г. возрастет на 40 млн кВт/ч – на 0,45%. Среднегодовой темп прироста электропотребления за период 2015–2020 гг. составит 0,07%, среднегодовой темп прироста максимума – 0,28%. Таким образом, в период до 2020 г. прогнозируются умеренные темпы роста потребления электроэнергии и мощности Томской энергосистемы [21].

Детализация максимума нагрузки по энергетическим узлам Томской энергосистемы на 2014 г., 2016 г. и 2020 г. приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение нагрузки по энергоузлам Томской энергосистемы
показатели в МВт

Наименование показателя	2014 г. (отчет)	2016 г.	2020 г.	2015 - 2020 гг.
Томский энергоузел				
Участие в максимуме нагрузки	602	605	624	+22
Северный энергоузел				
Участие в максимуме нагрузки	415	427	440	+25
Энергоузел СХК				
Участие в максимуме нагрузки	167	156	135	-32
Энергоузел Володино - Мельниково - Орловка				
Участие в максимуме нагрузки	113	116	114	+1
Энергоузел Асино				
Участие в максимуме нагрузки	66	73	73	+7
Всего Томская ЭС				
Максимум нагрузки	1363	1377	1386	+23

Наибольшую долю в суммарной нагрузке энергосистемы занимает Томский энергоузел – порядка 44%, на территории которого расположены крупные предприятия различных отраслей промышленности, а также крупнейший город области – Томск. Нагрузка Северного энергоузла также составляет значительную долю в суммарной нагрузке энергосистемы – около 31%. Наименьшую долю в суммарной нагрузке энергосистемы занимают энергоузлы Асино и Володино–Мельниково–Орловка – по 5% и 8% соответственно.

Нагрузка энергоузла СХК в 2014 г. составила 12% от максимума энергосистемы, при этом к 2020 г. прогнозируется снижение его доли до 10% в результате снижения потребления на собственные нужды электростанции.

Анализ таблицы 1 показывает, что существенных изменений в территориальной структуре потребления мощности Томской энергосистемы до 2020 г. не прогнозируется.

Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Томской области определяет главным образом строительство основного транзита 500 кВ ПС Томская – Нижневартовская ГРЭС. Введение данного объекта позволит значительно усилить электрическую сеть и позволит включить на параллельную работу на территории Томской области энергосистемы ОЭС Сибири и ОЭС Урала. Все остальные мероприятия по развитию электрической сети направлены главным образом на реконструкцию существующих электросетевых объектов с целью замены устаревшего оборудования и устранения «узких мест» в энергосистеме [22].

Основные источники тепловой энергии, осуществляющие централизованное теплоснабжение на территории Томской области:

- город Томск;
- закрытое административно-территориальное образование Северск;
- город Стрежевой.

Теплоснабжение в городе Томске осуществляется от трех крупных источников комбинированной выработки энергии, принадлежащих АО «Томская генерация» – ГРЭС–2, ТЭЦ–1 (ПРК) и ТЭЦ–3, 23 локальных котельных, арендованных АО «ТомскРТС», а также локальных котельных и прочих собственников с преобладанием централизованного теплоснабжения [23].

Структурно централизованное теплоснабжение города Томска представляет собой производство тепловой энергии и ее транспортировку до потребителя. До 01.04.14 г. производство и передачу тепловой энергии осуществлял Томский филиал ОАО «ТГК–11», а с 01.04.14 г. процесс передачи тепловой энергии от энергоисточника до потребителя, а также производство тепловой энергии на котельных осуществляется юридическим лицом – АО «ТомскРТС», производство тепловой энергии на источниках с

комбинированной выработкой осуществляется АО «ТГК–11». Особенностью организации централизованного теплоснабжения в г. Томске является то, что процесс передачи тепловой энергии от энергоисточника до потребителя осуществляется одним юридическим лицом – АО «ТомскРТС» [24]. Установленные мощности источников тепловой энергии по г. Томску представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Установленные мощности источников централизованного теплоснабжения в г. Томске (в части структурных подразделений АО «Томская генерация»)

показатели в Гкал/час

Наименование источника теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источника
Структурные подразделения АО «Томская генерация», в том числе:	2410,47
Томская ГРЭС-2	815
Томская ТЭЦ-3	780
Томская ТЭЦ-1:	
- площадка на Угрюмова, 2	795,47
- площадка на Беленца, 2	20
Локальные котельные, находящиеся в аренде АО «ТомскРТС», в том числе:	169,564
Котельная переулоч Басандайский 1, 5е	0,86
Котельные БМК	1,118
Котельная ул. Ленина 32/6	0,516
Котельные с. Тимирязевское, с.	13,85
Держинское	12,9
Котельная ТОКПБ	8,32
Угольные котельные г. Томска	87,0
Котельная по ул. Водяная 80	45,0

Централизованное теплоснабжение на территории закрытого административно–территориального образования Северск осуществляется в городе Северске, поселке Самусь и поселке Орловка. В деревне Кижирово централизованное теплоснабжение отсутствует. В городе Северске теплоснабжение жилищного фонда и объектов социально-бытового и культурного назначения, а также некоторых промышленных объектов производится от Теплоэлектроцентрали ОАО «Сибирский химический комбинат» (далее – ТЭЦ АО «СХК») по

тепловым сетям, обслуживаемым ОАО «Тепловые сети» (далее – ОАО «ТС»). Наряду с этим ТЭЦ АО «СХК» обеспечивает тепловой энергией промышленные объекты АО «СХК». В поселке Самусь и поселке Орловка производство и транспортировка тепловой энергии осуществляют ООО «Тепло» и ООО «Сети» [25].

ТЭЦ АО «СХК» – промышленная электростанция с набором основного установленного оборудования, позволяющего удовлетворять весь комплекс разнородных тепловых нагрузок (отопление, вентиляция и горячее водоснабжение) с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии. Теплоснабжение объектов городской инфраструктуры производится через бойлерную установку № 1 (БУ-1). Теплоснабжение производственных объектов АО «СХК» осуществляется через бойлерную установку № 2 (БУ-2), а также напрямую по паропроводам [26]. Установленные тепловые мощности источников теплоснабжения ЗАТО Северск представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Установленные мощности источников тепловой энергии в ЗАТО Северск

показатели в Гкал/час

Наименование источника теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источника
ТЭЦ АО «СХК», г. Северск	1871,8 (в т.ч. по турбоагрегатам – 1179)
ЦОК пос. Самусь (ООО «Тепло»)	25,28
Котельная РММ пос. Самусь (ООО «Сети»)	2,24
Котельная пос. Орловка (ООО «Тепло»)	3,26
ЦОК пос. Самусь (ООО «Тепло»)	25,28
Котельная РММ пос. Самусь (ООО «Сети»)	2,24
Котельная пос. Орловка (ООО «Тепло»)	3,26
ЦОК пос. Самусь (ООО «Тепло»)	25,28
Котельная РММ пос. Самусь (ООО «Сети»)	2,24
Котельная пос. Орловка (ООО «Тепло»)	3,26

Теплоснабжение города Стрежевой осуществляется централизованно от двух котельных – № 3 и № 4 (ООО «Стрежевой теплоэнергоснабжение»), работающих на единую тепловую сеть. Основным потребителем тепловой энергии котельных № 3 и № 4 является жилищно-коммунальный сектор,

потребляющий порядка 49% всего отпущенного тепла. Тепловая энергия также подается на нужды объектов социально-бытового назначения, аэропорта и промышленных баз г. Стрежевой [27]. Установленные тепловые мощности источников теплоснабжения г. Стрежевой представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Установленные мощности источников централизованного теплоснабжения в г. Стрежевой

показатели в Гкал/час

Наименование источника теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источника
ООО «СТЭС», в том числе:	333
Котельная № 3	150
Котельная № 4	183 (по горячей воде – 150, по пару – 33)

В настоящий момент, на территории Томской области действуют 487 источников тепловой энергии суммарной мощностью 5745,6 Гкал/час (в том числе ТЭЦ АО «СХК» с установленной тепловой мощностью 1871,8 Гкал/час). Доля мелких источников теплоснабжения (мощностью до 3 Гкал/час) составляет 81,9% от общего числа, при этом выработанная ими тепловая энергия не превышает 6,2% производства тепловой энергии в области [28].

Основными проблемами существующей системы теплоснабжения являются:

- высокий износ сетей теплоснабжения, а также ветхость систем теплопотребления домов, последнее не позволяет организациям осуществить в полном объеме программу подготовки к работе в отопительный период;
- отсутствие приборов учета тепловой энергии на границах раздела балансовой принадлежности, что приводит к спорам и судебным разбирательствам по объему отпущенного тепла и величине потерь;
- превышение сроков межремонтного периода из-за недостаточности финансирования [29].

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих источников установленной мощностью более 5 МВт на территории Томской области на период 2016–2020 гг. сформирован на основании проекта «СиПР ЕЭС», («Схемы и программы развития Единой энергетической системы») на 2015–2021 гг. (с учетом вводов, модернизаций, реконструкций и демонтажей с высокой вероятностью реализации), а также с учетом предложений организаций (письмо ОАО «Томскнефть» ВНК №02–25/3–1638 от 02.10.2014, письмо ОАО «ТРК» №05/6007 от 23.10.2014) [30].

В течение перспективного периода до 2020 года на территории Томской области в соответствии с действующим планом был осуществлен:

- вывод из эксплуатации турбоагрегата №14 (ВКТ–100М) мощностью 100 МВт на ТЭЦ СХК в 2015 году;

- ввод в работу новых электростанций: ГТЭС Шингинская (ООО «Газпромнефть–Восток») в составе четырех агрегатов мощностью по 6 МВт каждый в конце 2015 года; ГТЭС Пионерная (ОАО «Томскнефть» ВНК) в составе четырех агрегатов мощностью по 4 МВт каждый в конце 2016 года [31].

Подключение потребителей г. Томска условно разделено по зонам покрытия тепловых сетей от источников на Северный (от ТЭЦ–3 и ТЭЦ–1) и Южный тепловые районы (от ГРЭС–2). Регулирование отпуска тепла – центральное, качественное, с различными температурными графиками от разных источников [32]. Функциональная структура теплоснабжения г. Томска с учетом этого показана на рисунке 1.



Рисунок 1 – Функциональная структура теплоснабжения на 01.01.2017 г.

Общая протяженность сетей теплоснабжения г. Томска по данным на конец 2016 года составляет 732,7 км, в том числе:

- магистральные сети – 134,13 км;
- квартальные сети АО «ТомскРТС», всего: 466,99 км. Общая протяженность тепловых сетей котельных, переданных на обслуживание «ТомскРТС» составляет: 57,28 км;
- тепловые сети в зонах действия источников прочих собственников – 74,3 км [33].

Нормативный срок службы тепловых сетей 25 лет. На 82,14 км трубопроводах – срок эксплуатации достиг и превысил 25 лет, что приводит к повышенной аварийности и возможности нарушения подачи тепла потребителям. Оценивая данные, можно утверждать, что физическое состояние строительной части и трубопроводов тепломагистралей в целом удовлетворительное.

Общая установленная тепловая мощность источников города Томска, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на 31.12.2016 г. составила 3172,53 Гкал/ч. Соотношение вырабатываемой тепловой мощности энергоисточниками г. Томска составляют:

- основные источники (ТЭЦ–1, ГРЭС–2, ТЭЦ–3) – 76 %;
- котельные АО «ТомскРТС» – 4 %;
- локальные котельные – 20 % [34].

На томских ТЭС имеются следующие проблемы:

- дефицит мощности (по договорной нагрузке);
- изношенность оборудования (на ГРЭС–2 эксплуатируется оборудование, в основном, выпуска 50-60 годов, которое в ближайшие годы выработает свой парковый ресурс);
- отсутствие инвестиций на модернизацию объектов системы теплоснабжения.

По состоянию на начало 2017 года в городе Томске функционирует более 50 локальных источников тепловой энергии (котельных). Среди котельных, обеспечивающих теплоснабжение населения и административных (в том числе бюджетных) учреждений, наименее эффективными являются угольные котельные АО «ТомскРТС»:

- котельная по адресу: г. Томск, ул. Большая Подгорная, 153/1;
- котельная по адресу: г. Томск, ул. Севастопольская, 108;
- котельная по адресу: г. Томск, пос. Геологов ул. Геологов, 11/1;
- котельная по адресу: г. Томск, ул. Басандайская, 47/3;
- котельная по адресу: г. Томск, ул. Басандайская, 11/1;
- котельная по адресу: с. Тимирязевское, ул. Октябрьская, 71/9;
- котельная по адресу: с. Тимирязевское, ул. Чапаева, 11/1;
- котельная по адресу п. Спутник, 44 [35].

В качестве мероприятий, направленных на повышение эффективности работы котельных, в Схеме теплоснабжения г. Томска предлагается консервация котельных с переключением абонентов на теплоснабжение от другого источника для тех случаев, когда неэффективные котельные находятся в зоне действия других источников тепловой энергии.

Абоненты котельных, расположенных по ул. Басандайская, в п. Геологов, п. Спутник и с. Тимирязевское, не могут быть переведены на теплоснабжение от других источников тепловой энергии, поэтому в Схеме теплоснабжения в 2019 году запланирован перевод потребителей котельных по адресам г. Томск, ул. Большая Подгорная, 153/1 и г. Томск, ул. Севастопольская, 108 на теплоснабжение от котельной ул. Водяная, 80 [35].

Для обеспечения теплоснабжения строящегося мкр. Радонежский г. Томска к 2021 году (дополнительно к уже введенной эксплуатации котельной по ул. Береговая, 10/1) планируется строительство газовой котельной тепловой мощностью 13,1 Гкал/ч. К концу 2018 года планируется строительство газовой котельной мощностью 0,43 Гкал/ч по ул. 2-й пос. ЛПК. Предлагается перевод на газ (строительство газовых котельных) шести котельных АО «ТомскРТС»:

- котельной пос. Геологов ул. Геологов, 11/1;
- котельной по ул. Басандайская, 47/3;
- котельной по ул. Басандайская, 11/1;
- котельной с. Тимирязевское, ул. Октябрьская, 71/9;
- котельной п. Тимирязево, ул. Чапаева, 11/1 [36].

Анализ перспективных балансов тепловой нагрузки и тепловой мощности показал, что котельные по адресам ул. Басандайская, 47/3, ул. Басандайская, 11/3, п. Спутник, 44 имеют значительный запас неиспользуемой мощности (резерв 77,8 %, 86,6 % и 94 % от величины располагаемой тепловой мощности, соответственно). Котельная в с. Тимирязевское, ул. Чапаева, 11 резерв тепловой мощности составляет более 50 %. Это приводит к увеличению эксплуатационных расходов. При проектировании новых газовых котельных на площадке существующих угольных рекомендуется учитывать фактическую загрузку котельных.

Котельные по ул. Басандайская и п. Спутник имеют наименьшие показатели загрузки оборудования. Котельная п. Спутник, 44 используется для теплоснабжения жилого дома суммарной тепловой нагрузкой 0,056 Гкал/ч.,

поэтому в схеме предлагается организация теплоснабжения жилого дома и ликвидация котельной по адресу п. Спутник, 44 [36]. Планируемая тепловая мощность предлагаемых к строительству источников, определяемая исходя из требуемого обеспечения максимальной тепловой нагрузки, приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Планируемая тепловая мощность котельных

Адрес котельной	Планируемая мощность, МВт
г. Томск, ул. Басандайская, 47/3	0,50
г. Томск, ул. Басандайская, 11/3	0,25
пос. Геологов, ул. Геологов, 11, стр. 1	2,00
с. Тимирязевское, ул. Чапаева, 11а	0,25
с. Тимирязевское, ул. Октябрьская, 71/9	1,50
г. Томск, ул. Береговая, 10/1	15,20
ул. 2-й пос. ЛПК	0,50

Закрытие неэффективных источников теплоснабжения позволит снизить затраты на транспорт теплоносителя (вследствие чего стоимость тепловой энергии также снизится), повысится надежность теплоснабжения потребителей, подключенных к крупным источникам теплоснабжения города Томска.

Объекты хозяйствования Томской области производят технологическое присоединение к тепло– и электросетям. Технологическое присоединение – это услуга, оказываемая сетевой организацией для подключения энергопринимающих устройств юридических, физических лиц и индивидуальных предпринимателей к электрическим сетям. Для корректного осуществления технологического присоединения существует законодательная база, которая регулирует процесс присоединения по средством нормативно–правовых актов.

1.3 Законодательная база по технологическому присоединению к тепловым сетям

Подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных настоящим Федеральным законом и правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Законодательная база в сферах подключения и формирования платы за подключение к системе теплоснабжения следующая:

- Федеральный закон – ФЗ «О теплоснабжении»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «Основы ценообразования в сфере теплоснабжения»;
- Приказ Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 г. №760–э «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

Далее рассмотрим данные нормативно–правовые акты подробнее.

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 № 190–ФЗ «О теплоснабжении» подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для технологического присоединения объектов капитального строительства к сетям инженерно–технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных настоящим Федеральным законом и правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством

Российской Федерации. Подключение осуществляется на основании договора на технологическое присоединение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться для подключения к системе теплоснабжения и которая не вправе отказать в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации [37].

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке технологического присоединения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки технологического присоединения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации [37].

Если подключение к системе теплоснабжения объекта капитального строительства невозможно из-за отсутствия свободной мощности в соответствующей точке технологического присоединения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при этом существует утвержденная в установленном порядке инвестиционная программа теплоснабжающей организации или теплосетевой организации о проведении мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, то отказ в заключении договора на его технологическое

присоединение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков технологического присоединения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации [37].

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства из-за отсутствия свободной мощности в соответствующей точке технологического присоединения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным

Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам [37].

Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке технологического присоединения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения [37].

Подключение к системам теплоснабжения тепловых сетей и источников тепловой энергии осуществляется в сроки, определенные в соответствии со схемой теплоснабжения [37].

Запрещается технологическое присоединение к системам теплоснабжения тепловых сетей, на которые не предоставлена гарантия качества в отношении работ по строительству и примененных материалов на срок не менее чем десять лет [37].

Плата за подключение к системе теплоснабжения устанавливается органом регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой

тепловой нагрузки и может быть дифференцирована в зависимости от параметров данного подключения, определенных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации [37].

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения к системе теплоснабжения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке [37].

Плата за подключение к системе теплоснабжения, устанавливаемая в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, может включать в себя затраты на создание тепловых сетей протяженностью от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, за исключением расходов, предусмотренных на создание этих тепловых сетей инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, либо средств, предусмотренных на создание этих тепловых сетей и полученных за счет иных источников, в том числе средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации [37].

Плата за технологическое присоединение к системе теплоснабжения, установленная в индивидуальном порядке, может включать в себя затраты на создание источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей или развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в случаях, установленных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации [37].

Потребитель, объекты которого ранее были подключены к системе теплоснабжения в надлежащем порядке, вправе снижать тепловую нагрузку добровольно и при условии отсутствия технических ограничений уступать право на использование мощности иным потребителям, заинтересованным в

технологическом присоединении, в порядке, установленном правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации [37].

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «Основы ценообразования в сфере теплоснабжения» установлены основные принципы и методы определения тарифов на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, тарифы на услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителя, плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии и платы за подключение к системе теплоснабжения.

К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

а) предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов:

1) на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более;

2) на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям;

б) тарифы:

1) на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более, в соответствии с установленными предельными (минимальными и (или) максимальными) уровнями указанных тарифов;

2) на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям теплоснабжающими организациями в соответствии с установленными предельными (минимальными и (или) максимальными) уровнями указанных тарифов;

3) на тепловую энергию (мощность), поставляемую другим теплоснабжающим организациям теплоснабжающими организациями;

4) на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;

5) на услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителя;

б) тарифы на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения);

в) плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей;

г) плата за подключение к системе теплоснабжения [38].

Цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения, не предусмотренные «Основами ценообразования в сфере теплоснабжения», определяются соглашением сторон и регулированию не подлежат. К нерегулируемым ценам в сфере теплоснабжения в том числе относятся:

– цены на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, продажа которых осуществляется по долгосрочным (на срок более 1 года) договорам теплоснабжения, заключенным потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями в целях обеспечения потребления тепловой энергии объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г.;

– цены на тепловую энергию (мощность) при наличии договоров теплоснабжения, заключенных с потребителями на срок более 12 месяцев в объеме, соответствующем величине мощности источника тепловой энергии, на которую мощность источника была увеличена по согласованию с органом регулирования не за счет тарифов в сфере теплоснабжения, платы за подключение к системе теплоснабжения или средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации;

– цены на услуги по передаче тепловой энергии при наличии договоров теплоснабжения, заключенных с потребителями на срок более

12 месяцев, оказываемые в пределах величины мощности тепловой сети, на которую мощность тепловой сети была увеличена по согласованию с органом регулирования не за счет тарифов в сфере теплоснабжения, платы за подключение к системе теплоснабжения или средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации;

– цены на услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии по договору теплоснабжения для категорий потребителей, предусмотренных частью 3 статьи 16 Федерального закона «О теплоснабжении» и не относящихся к отдельным категориям социально значимых потребителей [38].

Предельные уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о теплоснабжении или об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса, а также с учетом долгосрочных тарифов, установленных для теплоснабжающих организаций, долгосрочных параметров регулирования деятельности соответствующих организаций и долгосрочных обязательств по соглашениям, объектами которых являются системы теплоснабжения. Указанные предельные уровни сроком действия один финансовый год устанавливаются с календарной разбивкой по полугодиям и могут быть установлены с разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей [38].

Приказ Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 г. №760–э «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» предназначен для использования федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов, органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов,

органами местного самоуправления, а также организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, для расчета регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения. Данные указания определяют методологию расчета регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

При регулировании тарифов в сфере теплоснабжения используются следующие методы:

- метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- метод индексации установленных тарифов;
- метод обеспечения доходности инвестированного капитала;
- метод сравнения аналогов [39].

Согласно перечисленным документам подключение к системам теплоснабжения осуществляется при наличии договора о подключении к системам теплоснабжения. Основанием для заключения договора является подача заявки на подключение к системе теплоснабжения. Теплоснабжающая или теплосетевая организация, к которой следует обращаться заявителям, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенных в схеме теплоснабжения поселения, городского округа. Если заявитель не имеет сведений об организации, к которой следует обращаться за заключением договора о подключении, он вправе обратиться в орган местного самоуправления с письменным запросом о представлении сведений о такой организации с указанием местонахождения подключаемого объекта. При наличии заключенного договора на подключение теплоснабжающая или теплосетевая организация имеет основание обратиться в регулирующий орган с заявлением об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения.

2 Анализ технологического присоединения к тепловым сетям АО «Томская генерация»

2.1 Характеристика АО «Томская генерация»

Акционерное общество «Томская генерация» (АО «Томская генерация») создано в ходе реформирования энергетической отрасли России и объединяет генерирующие мощности г. Томска. АО «Томская генерация» входит в состав группы «Интер РАО».

АО «Томская генерация» осуществляет свою основную деятельность совместно с АО «ТомскРТС», обеспечивая оптимизацию систем теплоснабжения г. Томска за счет развития централизованного теплоснабжения. Между Обществами заключен договор поставки энергоресурсов для обеспечения тепловой энергией и горячей водой потребителей г. Томска. В соответствии с условиями договора АО «ТомскРТС» покупает у АО «Томская генерация» тепловую энергию и теплоноситель (горячая вода) на коллекторах источников тепловой энергии для собственных нужд и в целях перепродажи для потребителей города Томска: население; потребители, финансируемые из федерального, областного, местного бюджетов; юридические лица различных форм собственности и пр. Базовыми источниками теплоснабжения являются источники с комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии (ТЭЦ–3, ТЭЦ–1 и ГРЭС–2 АО «Томская Генерация»), построенные на базе турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара отопительных параметров [40].

Основным видом хозяйственной деятельности является предоставление услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям.

Установленная электрическая мощность станций составляет 485,7 МВт. Установленная тепловая мощность станций — 2410,47 Гкал/ч (рис.2).

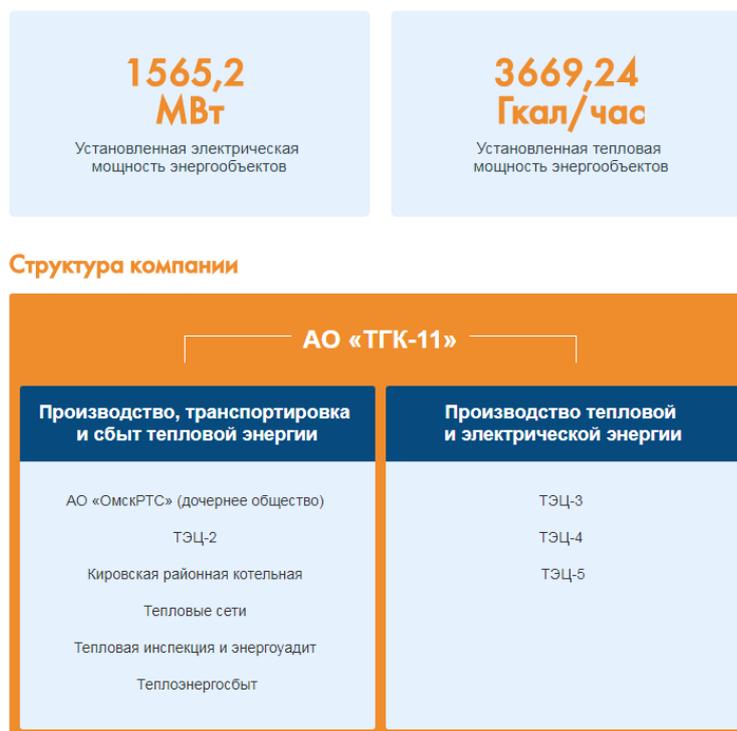


Рисунок 2 – Структура компании

Обеспечивает теплоснабжение Советского и Кировского районов г. Томска. Основное топливо: кузнецкий уголь, резервное – природный газ, растопочное – мазут. Установленная тепловая мощность – 815 Гкал/ч. Установленная электрическая мощность – 331 МВт. КИУМ (коэффициент использования установленной мощности) на электрическую энергию – 52,4%. КИУМ на тепловую энергию – 31,1% [41].

Штатная численность ГРЭС–2 на 01.04.15 составляет 553 чел.

Томская ТЭЦ–3 (эксплуатируется с 1988 года). Производит энергоснабжение Ленинского и Октябрьского районов г. Томска.

Основное топливо: природный газ, резервное – мазут. Установленная электрическая мощность – 140 МВт. Установленная тепловая мощность – 780 Гкал/ч. КИУМ на электрическую энергию – 63,5% . КИУМ на тепловую энергию – 24,4%. Штатная численность на 01.04.15 составляет 319,5 чел [41].

Томский филиал компании осуществляет производство и поставку электрической и тепловой энергии в Томской области. Установленная

электрическая мощность составляет 485,7 МВт, установленная тепловая мощность – 2533,66 Гкал/ч [41].

Томская ГРЭС–2 (эксплуатируется с 1945 года) – на станции действует 5 турбин и 10 котлоагрегатов.

Основное топливо: природный газ, резервное – кузнецкий уголь, растопочное – мазут. Установленная электрическая мощность – 331 МВт. Установленная тепловая мощность – 815 Гкал/ч. КИУМ на электрическую энергию – 59,5% . КИУМ на тепловую энергию – 31,7% [41].

Томская ТЭЦ–3 (эксплуатируется с 1988 года) – на станции действует 1 энергоблок №1 в составе двух котлоагрегатов БКЗ-500 и турбины ПТ–140, 5 водогрейных котлов Е–160.

Основное топливо: природный газ, резервное – мазут. Установленная электрическая мощность – 140 МВт. Установленная тепловая мощность – 780 Гкал/ч. КИУМ на электрическую энергию – 74,5%. КИУМ на тепловую энергию – 27,7% [41].

Томская ТЭЦ–1 (эксплуатируется с 1988 года) – на станции действует 5 водогрейных котлов, 2 паровых котла, 1 газовая турбина.

Основное топливо: природный газ, резервное – мазут. Установленная электрическая мощность – 14,7 МВт. Установленная тепловая мощность – 938,66 Гкал/ч [41] (рис.3).

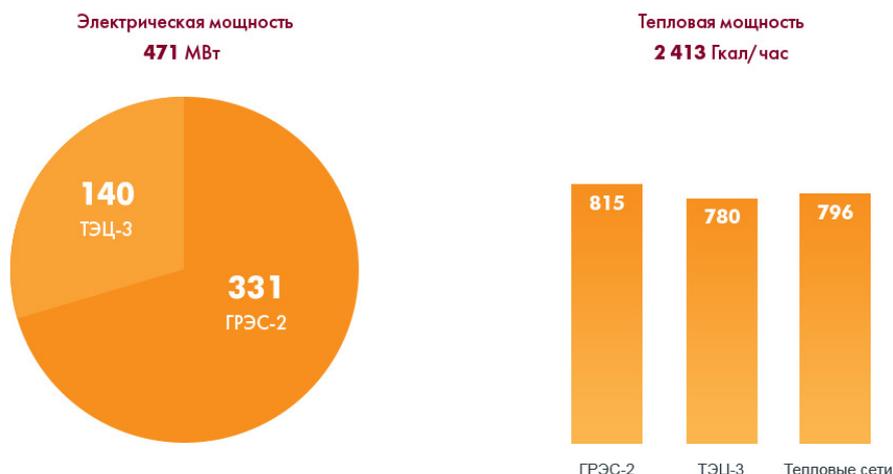


Рисунок 3 – Установленные мощности на 2017 г.

Функцию первичного распределения тепловой энергии между группами потребителей в г. Томске выполняет предприятие тепловых сетей в составе Томского филиала ОАО «ТГК–11».

На балансе филиала находятся следующие сетевые объекты:

- 131 км магистральных тепловых сетей (в двухтрубном исполнении), из них 60% надземной прокладки и 40% подземной. Средний диаметр трубопроводов – 0,707 м;
- 14 перекачивающих насосных станций (ПНС) и одна перекачивающая насосная станция ТЭЦ–1 (ПНС ПРК);
- две смесительных насосных (на ПРК и ТЭЦ–1);
- 70 абонентских центральных тепловых пунктов (ЦТП) и квартальных распределительных пунктов (КРП) с насосами на подающем или обратном трубопроводах, работающие в режимах повышения давления, снижения давления или смесительном [42].

Экономическая эффективность работы ТЭЦ в значительной степени определяется объемом отпускаемой тепловой энергии, при этом конкурентоспособность тепловых электростанций возрастает в зимние месяцы и снижается в летний период. При снижении отопительной нагрузки, тепловые мощности этих энергопредприятий функционируют в режиме технологического минимума загрузки определенного условиями бесперебойного снабжения потребителей теплом (социальная нагрузка) и поддержания системной надёжности энергосистем (при наличии ограничений внешнего перетока по электрическим сетям). Производство дополнительной электроэнергии на ТЭЦ в летний период осуществляется в менее эффективном — конденсационном режиме.

Мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии основаны на анализе перспективных тепловых нагрузок, а также с учетом фактической наработки и сроков достижения паркового ресурса оборудования

на начало 2017 года. В части источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии планируется вывод низкоэффективного турбинного оборудования на ГРЭС–2 (турбоагрегата ТГ ст. № 5 в 2022 году с тепловой мощностью 81 Гкал/ч и турбоагрегата ТГ ст. № 6 в конце 2028 года с тепловой мощностью 88,6 Гкал/ч) с использованием при этом тепловой мощности 4 РОУ (редукционно–охладительная установка) и БРОУ (быстродействующая редукционно–охладительная установка) для покрытия прогнозируемой тепловой нагрузки в пиковых режимах. С 2017 года на ТЭЦ–1 с начала 2017 года выведены электродотлы (суммарной тепловой мощностью 20 Гкал/ч) [43]. На рисунке 4 приведена динамика изменения располагаемой тепловой мощности в горячей воде базовых источников тепловой энергии и АО «Томская генерация» в целом, с 2016 г. по 2032 г.



Рисунок 4 – Динамика изменения располагаемой тепловой мощности источников АО «Томская Генерация»

Анализ рисунка 4 показал, что в 2016 г. располагаемая тепловая мощность в горячей воде нетто с учетом ограничений и без собственных нужд на источниках АО «Томская генерация» постоянна и составляет: 1349,47 Гкал/ч на ТРУ; 780 Гкал/ч на ГРЭС–2; и в целом, по СЦТ АО «Томская генерация» – 2129,47 Гкал/ч. После вывода электродотлов

ТЭЦ–1 с 2017 г. располагаемая мощность источников АО «Томская Генерация» составляет 2109,47 Гкал/ч.

Установлено, что подключение новых абонентов к ГРЭС–2 приводит к появлению дефицита тепловой мощности в зоне действия источника к 2032 году. Наиболее оптимальным решением данной проблемы (с учетом того, что дефицит тепловой мощности составляет менее 1,5 % от присоединенной расчетной нагрузки) является частичное переключение объектов теплоснабжения (суммарной нагрузкой 11,7 Гкал/ч на источник ТЭЦ–1 (согласно перспективным балансам тепловой нагрузки и тепловой мощности в СЦТ–1 (система централизованного теплоснабжения) Северная имеется значительный резерв тепловой мощности (240,0 Гкал/ч)) [44].

Фактические расходы Общества (смета затрат с учетом управленческих и коммерческих расходов) за 2016 год составили 40,1 млрд рублей, что на 13,4 млрд рублей (24%) ниже уровня 2015 года. Данное снижение обусловлено изменением схемы котла в филиалах, утратой функции гарантирующего поставщика, а также проведением ряда оптимизационных мероприятий в рамках стратегии Общества. Убыток до налогообложения составляет 0,32 млрд руб. По итогам 2016 года чистый убыток Общества составил 0,32 млрд рублей [45].

Формирование и утверждение инвестиционной программы АО «Томская генерация» осуществляется в соответствии с утверждённым бизнес–процессом инвестиционного планирования ПАО «Интер РАО». Мероприятия инвестиционной программы АО «Томская генерация» направлены на модернизацию и обновление основных производственных мощностей.

Инвестиционные вложения в форме капитальных затрат обеспечат снижение издержек на производство электрической и тепловой энергии, снижение негативного воздействия производства на окружающую среду, позволят обеспечить конкурентоспособность компании на энергетическом рынке.

2.2 Методический подход к формированию технологического присоединения энергопринимающих устройств к тепловым сетям

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств, находящихся в жилых помещениях, расположенных в многоквартирных домах, к электрическим сетям сетевой организации не допускается без использования внутридомовой системы электроснабжения, входящей в состав общего имущества, принадлежащего на праве общей долевой собственности собственникам помещений в многоквартирном доме [46].

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств, находящихся в нежилых помещениях, расположенных в многоквартирных домах, к электрическим сетям сетевой организации осуществляется не ранее технологического присоединения систем электроснабжения, входящих в состав общего имущества, соответствующего многоквартирного дома [47].

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения в соответствующей точке подключения отказ потребителю в заключении договора о подключении объекта, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается [48].

Техническая возможность подключения существует:

- при наличии резерва пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающего передачу необходимого объема тепловой энергии, теплоносителя;
- при наличии резерва тепловой мощности источников тепловой энергии.

Подключение к системам теплоснабжения осуществляется на основании договора о подключении к системам. По договору о подключении исполнитель обязуется осуществить подключение, а заявитель обязуется выполнить действия по подготовке объекта к подключению и оплатить услуги по подключению. Основанием для заключения договора о подключении

является подача заявителем заявки на подключение к системе теплоснабжения в случаях:

- необходимости подключения к системам теплоснабжения вновь создаваемого или созданного подключаемого объекта, но не подключенного к системам теплоснабжения, в том числе при уступке права на использование тепловой мощности;

- увеличения тепловой нагрузки (для теплопотребляющих установок) или тепловой мощности (для источников тепловой энергии и тепловых сетей) подключаемого объекта;

- реконструкции или модернизации подключаемого объекта, при которых не осуществляется увеличение тепловой нагрузки или тепловой мощности подключаемого объекта, но требуется строительство (реконструкция, модернизация) тепловых сетей или источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, в том числе при повышении надежности теплоснабжения и изменении режимов потребления тепловой энергии [49].

Договор о подключении содержит следующие существенные условия:

- перечень мероприятий (в том числе технических) по подключению объекта к системе теплоснабжения и обязательства сторон по их выполнению;

- срок подключения;

- размер платы за подключение;

- порядок и сроки внесения заявителем платы за подключение;

- размер и виды тепловой нагрузки подключаемого объекта;

- местоположение точек подключения;

- условия и порядок подключения внутриплощадочных и (или) внутридомовых сетей и оборудования подключаемого объекта к системе теплоснабжения;

- обязательства заявителя по оборудованию подключаемого объекта приборами учета тепловой энергии и теплоносителя;

- ответственность сторон за неисполнение либо за ненадлежащее исполнение договора о подключении;

- право заявителя в одностороннем порядке отказаться от исполнения договора о подключении при нарушении исполнителем сроков исполнения обязательств, указанных в договоре [50].

Подключение объекта осуществляется в порядке, который включает следующие этапы:

- выбор заявителем теплоснабжающей организации или теплосетевой организации (исполнителя);

- заключение договора о подключении, в том числе подача заявителем заявки на подключение к системе теплоснабжения и выдача условий подключения, являющихся неотъемлемой частью указанного договора;

- исполнение сторонами условий договора о подключении, в том числе подключение объекта к системе теплоснабжения и подписание сторонами акта о подключении объекта и акта разграничения балансовой принадлежности [51].

В случае если для подключения требуется создание и (или) модернизация (реконструкция) технологически связанных (смежных) тепловых сетей или источников тепловой энергии в целях изменения их тепловой мощности для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, исполнитель обеспечивает осуществление таких мероприятий иными лицами, владеющими на праве собственности или ином законном основании такими тепловыми сетями или источниками тепловой энергии, путем заключения с ними договоров о подключении, по которым выступает заявителем [52].

Заявитель подписывает оба экземпляра проекта договора о подключении в течение 30 дней с даты получения подписанных исполнителем указанных проектов договора и направляет 1 экземпляр в адрес исполнителя с

приложением к нему документов, подтверждающих полномочия лица, подписавшего такой договор [53].

При исполнении договора о подключении исполнитель обязан:

- осуществить действия по созданию (реконструкции, модернизации) тепловых сетей до точек подключения и (или) источников тепловой энергии, а также по подготовке тепловых сетей к подключению объекта и подаче тепловой энергии не позднее установленной договором о подключении даты подключения;

- проверить выполнение заявителем условий подключения и установить пломбы на приборах (узлах) учета тепловой энергии и теплоносителя, кранах и задвижках на их обводах в установленный договором о подключении срок со дня получения от заявителя уведомления о готовности внутриплощадочных и внутридомовых сетей и оборудования подключаемого объекта к подаче тепловой энергии и теплоносителя с составлением и подписанием акта о готовности;

- осуществить не позднее установленной договором о подключении даты подключения (но не ранее подписания акта о готовности) действия по подключению к сети инженерно-технического обеспечения внутриплощадочных или внутридомовых сетей и оборудования подключаемого объекта (если эта обязанность в соответствии с договором о подключении возложена на исполнителя);

- принять либо отказать в принятии предложения о внесении изменений в договор о подключении в течение 30 дней с даты получения предложения заявителя при внесении изменений в проектную документацию [54].

При исполнении договора о подключении исполнитель имеет право:

- участвовать в приемке скрытых работ по укладке сети от подключаемого объекта до точки подключения;

– изменить дату подключения подключаемого объекта на более позднюю без изменения сроков внесения платы за подключение в случае, если заявитель не предоставил исполнителю в установленные договором на подключение сроки возможность осуществить проверку готовности внутриплощадочных и внутридомовых сетей и оборудования объекта к подключению и подаче тепловой энергии и опломбирование установленных приборов (узлов) учета, кранов и задвижек на их обводах, а также в случае если заявитель не соблюдает установленные договором сроки внесения платы за подключение [55].

При этом дата подключения не может быть позднее исполнения заявителем указанных обязательств.

При исполнении договора о подключении заявитель обязан:

– выполнить установленные в договоре о подключении условия подготовки внутриплощадочных и внутридомовых сетей и оборудования объекта к подключению;

– представить исполнителю утвержденную в установленном порядке проектную документацию (1 экземпляр) в части сведений об инженерном оборудовании и сетях инженерно-технического обеспечения, а также перечень инженерно-технических мероприятий и содержание технологических решений;

– направить исполнителю предложение о внесении изменений в договор о подключении в случае внесения изменений в проектную документацию на строительство (реконструкцию, модернизацию) подключаемого объекта, влекущих изменение указанной в договоре о подключении нагрузки;

– обеспечить доступ исполнителя для проверки выполнения условий подключения и опломбирования приборов (узлов) учета, кранов и задвижек на их обводах;

– внести плату за подключение в размере и в сроки, которые установлены договором о подключении [56].

В соответствии с выданными исполнителем условиями подключения заявитель разрабатывает проектную документацию в порядке, установленном законодательством. Отступления от условий подключения, необходимость которых выявлена в ходе проектирования, подлежат обязательному согласованию с исполнителем [57].

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей осуществляется с учетом технической возможности, критериями которой являются:

– сохранение условий теплоснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электроэнергии) для прочих потребителей, энергопринимающие установки которых на момент подачи заявки заявителя присоединены к электрическим сетям сетевой организации или смежных сетевых организаций;

– отсутствие ограничений на присоединяемую мощность в объектах теплосетевого хозяйства, к которым надлежит произвести технологическое присоединение;

– отсутствие необходимости реконструкции или расширения (сооружения новых) объектов теплосетевого хозяйства смежных сетевых организаций либо строительства генерирующих объектов для удовлетворения потребности заявителя [58].

Технологического присоединения выполняется если:

– присоединения вводимых в эксплуатацию энергопринимающих устройств выполняется впервые;

– необходимо увеличить мощность ранее присоединенных, реконструируемых энергопринимающих устройств;

– необходимо поменять категорию надежности теплоснабжения энергопринимающих устройств;

- нужно изменить точку присоединения к сети;
- изменился вид производственной деятельности, не влекущего пересмотр величины максимальной мощности, но изменяющего схему внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств [59].

За все эти мероприятия приходится платить, на основании договора, заключаемого между заявителем и сетевой организацией.

Технические условия могут быть восстановлены без заключения договора на технологическое присоединение если их утрата наступила в связи с ликвидацией, реорганизацией, прекращением деятельности прежнего владельца (заявителя), продажей объектов и по иным причинам [60].

Присоединение потребителей к тепловым сетям завершает построение единой трехзвенной технологической цепочки, называемой системой централизованного теплоснабжения (СЦТ). Источники теплоснабжения и транспортные звенья являются лишь подготовительными элементами к основному процессу – коммунальному тепловому потреблению энергии в абонентских установках потребителя [61].

Наиболее полное удовлетворение запросов потребителя с наименьшими издержками (измеренное в цене на 1 Гкал), выраженных им в договоре о теплоснабжении с теплоснабжающей организацией, и является конечной целью всего многотрудного процесса СЦТ [62].

Все многообразие коммунального теплового потребления сводится к удовлетворению следующих основных видов тепловых нагрузок:

- сезонных – отопления и вентиляции, непосредственно связанных с климатом поселения;
- горячего водоснабжения, почти не зависящего от климатических условий;
- технологических – слабо зависящих от климатических условий, практически постоянных.

Соотношение этих нагрузок определяется назначением объекта теплоснабжения:

- для жилых и общественных зданий в холодный период года преобладающими будут нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, в теплый период года — только горячее водоснабжение;
- для промышленных, транспортных, сельскохозяйственных предприятий – технологические функции, вентиляция и горячее водоснабжение [63].

Конкретные их значения определяются размерами, функциональным назначением и параметрами объекта теплоснабжения или производства. На каждый вид теплового потребления установлены конкретные государственные, технологические нормативы и социальные стандарты, составлены методики их определения, учета и отчетности, оценки энергетической эффективности (энергетические паспорта зданий, предприятия, производства и т.д.). Они во многом определяются уровнем благоустройства жилищ, нормативами жилой площади, социальным укладом и основным видом занятости населения, развитием градостроительной и промышленной инфраструктуры и климатом поселения и др [64].

Абонентским вводом заканчиваются тепловые сети системы ЦТ и начинаются местные системы теплового потребления. Абонентский ввод – комплекс оборудования, с помощью которого системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, а также технологические установки промышленных зданий присоединяются к тепловым сетям [65].

В тепловых пунктах абонентов предусматривается размещение оборудования, арматуры, приборов контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляются следующие основные функции:

- преобразование вида теплоносителя или его параметров;
- контроль параметров теплоносителя;

- регулирование расхода теплоносителя и распределение его по системам потребления теплоты;
- отключение систем потребления теплоты;
- защита местных систем от аварийного повышения параметров теплоносителя;
- заполнение и подпитка систем потребления теплоты;
- учет тепловых потоков, расходов теплоносителя и конденсата;
- сбор, охлаждение, возврат конденсата и контроль его качества;
- аккумулирование теплоты и теплоносителей;
- водоподготовка для систем ГВС [66].

В тепловом пункте в зависимости от его назначения и конкретных условий присоединения потребителей могут осуществляться все перечисленные функции или только их часть. Приборы контроля параметров теплоносителя и учета расходов теплоты следует предусматривать во всех тепловых пунктах. Во многих случаях на вводах тепловых пунктов обозначаются юридические (договорные) границы ответственности участвующих в СЦТ сторон [67].

Тепловой пункт – комплекс устройств, расположенный в обособленном помещении, состоящий из элементов тепловых энергоустановок, обеспечивающих присоединение этих установок к тепловой сети, их работоспособность, управление режимами теплоснабжения, трансформацию, регулирование параметров теплоносителя.

Подсчет показывает, что число возможных сочетаний схем абонентских присоединений к закрытым и открытым теплосетям водяных и паровых систем ЦТ достигает десятки миллионов вариантов. Ограничимся рассмотрением основных схем присоединения систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в водяных и паровых системах теплоснабжения [68].

Традиционные системы водяного отопления и вентиляции при нормальном качественном регулировании нагрузки характеризуются устойчивыми и стабильными гидравлическими режимами – расходы первичного теплоносителя (сетевой воды) в тепловых сетях мало и плавно изменяются в течение суток и отопительного периода в целом, что благотворно сказывается на температурно-влажностном режиме зданий [69].

Однако эта стабильность нарушается при совместном присоединении к тепловым сетям установок отопления и вентиляции с установками горячего водоснабжения зданий, особенно она заметна при введении температурных ограничений потребителей (несоблюдении температурного графика).

2.3 Сравнительный анализ технологического присоединения на АО «Томская генерация» при разной степени подключаемой нагрузки

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения подлежит государственному регулированию. Размер платы утверждается уполномоченным органом исполнительной власти субъекта РФ. На территории Томской области полномочия по утверждению тарифов, в том числе платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения возложены на Департамент Тарифного регулирования Томской области [70].

Основанием для заключения договора о технологическом присоединении является подача заявки на подключение к системе теплоснабжения. Теплоснабжающая или теплосетевая организация, к которой следует обращаться заявителям, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенных в схеме теплоснабжения поселения, городского округа. Если заявитель не имеет сведений об организации, к которой следует обращаться за заключением договора о подключении, он вправе обратиться в орган местного

самоуправления с письменным запросом о представлении сведений о такой организации с указанием местонахождения подключаемого объекта.

При наличии заключенного договора на подключение теплоснабжающая или теплосетевая организация имеет основание обратиться в регулирующий орган с заявлением об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения.

Плата за подключение утверждается:

- равная 550 рублям (с НДС), в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика, не превышает 0,1 Гкал/ч;

- на расчетный период регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (в тыс. руб./Гкал/ч);

- на расчетный период регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/ч при наличии технической возможности подключения (в тыс. руб./Гкал/ч);

- в индивидуальном порядке, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/ч при отсутствии технической возможности подключения (в тыс. руб.).

В 2016 год в АО «Томская генерация» поступило 24 заявки на подключение сетям теплоснабжения тепловой нагрузкой от 0,1 до 1,5 Гкал/ч. Потребителями АО «Томская генерация» являются частные лица, компании различного уровня организации, а также государственные службы.

АО «Томская генерация» выполняет работы по технологическому присоединению хозяйственным способом, т.е. исполнение работ производится компанией без привлечения посторонней подрядной организации. Это означает сокращение срока исполнения работ, так как у организации отпадает

необходимость обязательного проведения конкурсной процедуры подбора подрядчика для выполнения работ, заключения договора подряда и последующего ожидания исполнения договорных обязательств. Осуществление работ хозяйственным способом применяется только на том теплооборудовании, что принадлежит самой организации.

Плата за подключение определяется как произведение тепловой нагрузки объекта, Гкал/ч на плату за подключение, тыс.руб./Гкал/ч, которая в свою очередь складывается из расходов на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей по развитию тепловых сетей, к которым будет осуществлено подключение потребителей.

Расходы на выполнение мероприятий по подключению объектов заявителей складываются из суммы расходов на сырье и материалы, расходов на прочие покупаемые энергетические ресурсы, оплаты труда, страховых взносов, прочих расходов, внереализационных расходов и расходов, не учитываемых в целях налогообложения.

За счет того, что АО «Томская генерация» осуществляет технологическое присоединение хозяйственным способом расходы на сырье и материалы, а также расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы отсутствуют.

Далее необходимо рассчитать прочие расходы, в которые входят услуги привлеченного автотранспорта, расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг, а также другие расходы, связанные с производством и реализацией продукции. Услуги привлеченного автотранспорта в 2016 году обошлись АО «Томская генерация» в 83,24 тыс. руб. В услуги привлеченного автотранспорта входят все затраты на проезд до объекта подключения от определения объема работ до непосредственного процесса технологического присоединения, прибытия бригады на объект.

Минимальная плата за подключение к теплосетям составила 1 005 тыс. руб., а максимальная – 12 212,7 тысяч рублей. Среднее значение платы за подключение – 6 931 тысяч рублей. Общая сумма платы составила 159 412,6 тысяч рублей.

Плата за подключение объектов, с тепловой нагрузкой более 1,5 Гкал/ч устанавливается Департаментом тарифного регулирования Томской области в индивидуальном порядке по письменному обращению теплоснабжающей организации.

В 2016 году АО «Томская генерация» получила одну заявку на подключение к теплосетям категории потребителей свыше 1,5 Гкал/ч. Размер платы за подключение объекта равен сумме расходов на проведение мероприятий по подключению объектов заявителя, создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителя, создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, а также произведения налога на прибыль на подключаемую тепловую нагрузку объектов заявителя. Расходы на выполнение мероприятий по подключению объектов заявителей составили 371,9 тысяч рублей. Таким образом, можно определить плату за подключение объектов заявителей к системе теплоснабжения.

В таблице 9 представлены все данные необходимые для расчета платы за подключение объекта заявителя, подключаемая тепловая нагрузка которого превышает 1,5 Гкал/ч.

Плата за подключение определяется, как сумма расходов на проведение мероприятий по подключению объектов заявителя, расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов), расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, а также произведения налога на прибыль на

подключаемую тепловую нагрузку объектов заявителя: $371,9 + 8\,938,3 + 0,000 + (1\,543,8 * 1,5) = 11\,637,8$ тысяч рублей.

АО «Томская генерация» выполняет технологическое присоединение хозяйственным способом, т.е. обходится исключительно своими силами, без привлечения подрядных организаций. Таким образом, затраты на подключение объектов для категории потребителей от 0,1 до 1,5 Гкал/ч намного больше, чем за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч. Это связано с тем, что заявок на подключение от первых потребителей 26, а от вторых – только одна. Соответственно, подключение объектов для категории потребителей от 0,1 до 1,5 Гкал/ч является наиболее распространенным и часто запрашиваемым. Данное мероприятие предполагает присоединение объектов заказчика к теплосетям, а затем активация коммутационной инфраструктуры.

Кроме того, для осуществления подключения потребителей к тепловым сетям организация проводит реконструкцию действующих объектов теплового хозяйства, а также выполняет строительство новых теплотрасс.

3 Разработка мероприятий по реконструкции тепловых сетей на АО «Томская генерация»

3.1 Обоснование реконструкции тепловых сетей АО «Томская генерация»

На период 2019 – 2021 год предприятие АО «Томская генерация» получило 21 заявку на подключение потребителей к системе теплоснабжения [73].

Для своевременного и качественного осуществления технологического присоединения организация одновременно с подключением проводит мероприятия по реконструкции существующих теплообъектов, а именно увеличить пропускную способность магистральных теплосетей за счет увеличения их диаметра, т. к. при имеющихся параметрах подключение потребителей не является возможным. В таблице 10 представлены тепловые сети, к которым будет осуществляться технологическое присоединение, а также необходимое для этого изменение диаметра теплосетей.

Для осуществления мероприятий по реконструкции тепловых сетей необходимо учитывать объем подключаемой энергии, а также протяженность теплосетей. Расходы на реализацию реконструкции в целях подключения потребителей полностью покрывается платой за подключение.

Прокладка тепловых сетей производится надземным (наземным) и подземным, а именно канальным способами. Выбор способа и конструкций прокладки трубопроводов обуславливается многими факторами, основными из которых являются:

- диаметр трубопроводов;
- требования эксплуатационной надежности теплопроводов;
- экономичность конструкций;
- способ выполнения строительства.

При реконструкции сетей надземную прокладку, как правило, применяют при высоком уровне грунтовых вод, в условиях вечной мерзлоты, при неблагоприятном рельефе местности, на территориях промышленных предприятий, на площадках, свободных от застроек, вне пределов города или в местах, где она не влияет на архитектурное оформление и не мешает движению транспорта. Преимущества надземной прокладки:

- доступность осмотра и удобство эксплуатации;
- возможность в кратчайшие сроки обнаружить и ликвидировать аварию в теплопроводах;
- меньшая стоимость сооружения по сравнению со стоимостью подземных прокладок тепловых сетей.

В городах и населенных пунктах для теплотрасс применяют в основном подземную прокладку, которая не мешает движению транспорта и позволяет снизить теплотери за счет использования теплозащитных свойств грунта. Подземные прокладки теплопроводов связаны с необходимостью вскрытия улиц, проездов и дворов. При монтаже трубопроводов тепловых сетей под землей могут быть использованы два способа – непосредственная прокладка труб в земле (бесканальная) и прокладка труб в каналах (канальная). Канальные прокладки предназначены для защиты трубопроводов от механического воздействия грунтов и коррозионного влияния почвы. Стены каналов облегчают работу трубопроводов. В бесканальных прокладках трубопроводы работают в более тяжелых условиях, так как они воспринимают дополнительную нагрузку грунта и при неудовлетворительной защите от влаги подвержены наружной коррозии.

Реконструкция тепловых сетей чаще всего приходится проводить в стесненных условиях, кроме того, они отличаются рассредоточенностью объектов и сравнительно небольшими объемами на одном объекте. Проблема механизации строительно–монтажных работ при реконструкции тепловых сетей является весьма сложной как в механическом, так и в технологическом аспекте, так как особенности трудовых процессов зачастую ограничивают

возможности эффективного использования различных технических средств. К этим особенностям прежде всего относятся:

- многооперационность технологических процессов;
 - разнообразие выполняемых операций;
 - рассредоточенность выполняемых операций по месту и во времени;
- ограниченность объемов по видам работ.

Реконструкция тепловых сетей связана не только с монтажом самих трубопроводов, но и с сооружением целого ряда строительных конструкций. К ним относятся каналы, коллекторы, камеры, колодцы, опоры, эстакады, дренажи, мачты для прокладки надземных теплопроводов и другие конструкции. С целью индустриализации реконструкции большинство упомянутых конструкций выполняется в сборном виде. Основными задачами подготовительных работ в условиях реконструкции тепловых сетей являются:

- создание необходимых условий для выполнения основных работ;
- обеспечение сочетания эксплуатационной деятельности систем теплоснабжения с выполнением работ по реконструкции;
- всемерное сокращение продолжительности периода остановки систем теплоснабжения;
- создание безопасных условий выполнения работ.

К основным результатам реализации проектов по реконструкции тепловых относят:

- повышение надежности теплоснабжения;
- снижение тепловых потерь;
- снижение затрат на аварийно–восстановительные ремонты в связи с сокращением повреждаемости участков трубопроводов тепловых сетей.

Эффект от повышения надежности выражается как в улучшении непосредственно показателей надежности теплоснабжения (вероятности безотказной работы, готовности и живучести системы), так и улучшением показателей, косвенно характеризующих надежность теплоснабжения:

сокращение перерывов в подаче теплоносителя и сокращение объемов недоотпуска тепловой энергии потребителям в результате аварий. Снижение затрат на аварийно–восстановительные ремонты обусловлено сокращением повреждаемости.

Снижение тепловых потерь обусловлено тем, что реконструированные участки трубопроводов тепловых сетей будут иметь теплоизоляционные свойства, соответствующие нормативным. Также определяется эффект, связанный с сокращением тепловых потерь. В таблице 11 ожидаемые показатели после реконструкции [74].

В 2017 году величина технологических потерь составила 1 150 342 Гкал, исходя из прогнозных показателей можно сделать вывод о том, что в связи с проведением инвестиционного проекта по реконструкции тепловых сетей получится добиться снижения уровня технологических потерь в будущем периоде.

3.2 Оценка проведения реконструкции тепловых сетей

Для оценки реконструкции предприятия и выяснения окупятся ли затраты на ее реализацию необходимо рассчитать показатели экономической эффективности, которыми являются:

- чистый дисконтированный доход (NPV);
- внутренняя норма прибыли (IRR);
- дисконтированный индекс доходности (DPI);
- дисконтированный период окупаемости (DPP);
- резерв безопасности.

Прежде чем приступить к расчету данных показателей, определим общие затраты организации на проведение реконструкции тепловых сетей, которые включают в себя: затраты на реконструкцию магистральных тепловых сетей, квартальных тепловых сетей, а также затраты на

реконструкцию участков трубопроводов для подключения нагрузок свыше 1,5 Гкал/ч. Магистральные сети – это те сети, которые идут непосредственно от теплостанции (табл.12), а квартальные – от распределительной трубы в объекты потребителей.

Чистый дисконтированный доход (NPV) – это показатель, отражающий изменение денежных потоков и показывающий разность между дисконтированными денежными доходами и расходами. Метод чистой дисконтированной доходности основан на сопоставлении дисконтированной стоимости денежных поступлений (инвестиций), генерируемых предприятием в течение прогнозируемого периода. Целью данного метода является выявление реального размера прибыли, который может быть получен организацией вследствие реализации данного инвестиционного проекта. Показатель NPV отражает прогнозную оценку изменения экономического потенциала коммерческой организации в случае принятия рассматриваемого проекта. Если NPV больше нуля, то проект является прибыльным, увеличивающим на величину NPV фактическую стоимость организации. Если чистый дисконтированный доход меньше нуля, то проект является убыточным и должен быть отвергнут. Если же показатель чистого дисконтированного дохода равен нулю, то проект не является ни прибыльным, ни убыточным, т. е. с экономической точки зрения безразлично, принимать или нет этот проект.

Формула расчета NPV (1):

$$NPV = \sum \frac{P_k}{(1+r)^K}, \quad (1)$$

где P_k – годовой доход, тыс. руб.;

r – ставка дисконтирования, %

$$NPV = \frac{155069}{(1+0,16)} + \frac{188341}{(1+0,16)^2} + \frac{286002}{(1+0,16)^3} - 379923 = 76\,954,6 \text{ тыс. руб.}$$

Если NPV больше нуля, то проект является прибыльным, увеличивающим на величину NPV фактическую стоимость организации. Если чистый дисконтированный доход меньше нуля, то проект является убыточным и должен быть отвергнут. Если же показатель чистого дисконтированного дохода равен нулю, то проект не является ни прибыльным, ни убыточным, т. е. с экономической точки зрения безразлично, принимать или нет этот проект.

В данном случае показатель NPV больше нуля и равен 76 954,6 тыс. руб., что означает прибыльность инвестиционного проекта.

Внутренняя норма прибыли (IRR) показывает такую ставку дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход равняется нулю, то есть внутренняя ставка доходности — это уровень доходности, который в применении к поступлениям от инвестиций в течение жизненного цикла дает нулевую чистую текущую стоимость. Внутренняя норма доходности характеризует максимальную стоимость капитала для финансирования инвестиционного проекта. Произведя необходимый расчет в программе Excel, получили значение IRR равное 27%.

Дисконтированный индекс доходности (DPI) вычисляется делением всех дисконтированных по времени доходов от инвестиций на все дисконтированные вложения в проект. Показатель демонстрирует среднюю ожидаемую ставку доходности инвестиционного проекта за весь жизненный цикл. Сравнивая этот показатель с доходностью капитала инвестируемого объекта, можно оценивать его целесообразность. Формула для расчета данного показателя (2):

$$DPI = \frac{NPV}{IC} + 1, \quad (2)$$

где IC – полные инвестиционные затраты проекта.

$$DPI = \frac{76954,6}{379923} + 1 = 1,2$$

Исходя из расчетов DPI равен 1,2. Дисконтированный индекс доходности имеет значение в пределах от 1 до 2, что говорит о средней доходности проекта инвестиций в реконструкцию.

Дисконтированный период окупаемости (DPP) — это период времени, необходимый для возмещения дисконтированной стоимости инвестиций за счет настоящей стоимости будущих денежных поступлений.

Срок окупаемости показывает число лет, необходимое для возврата первоначального вложения, или окупятся ли инвестиции в течение срока жизненного цикла проекта. Однако простого получения своего капитала обратно недостаточно, поскольку, с экономической точки зрения, инвестор надеется заработать прибыль на инвестированные им средства. Для обеспечения экономической доходности должны рассматриваться годы, находящиеся за точкой окупаемости. Если период окупаемости и период жизненного цикла точно совпадут, то инвестор понесет потери в виде скрытых издержек. Рассчитаем показатель DPP по формуле (3):

$$DPP = n, \text{ при котором } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} > IC, \quad (3)$$

где n – число лет до срока окупаемости;

r – коэффициент дисконтирования;

IC – величина исходных инвестиций, тыс. рублей.

$$DPP = \frac{1 + 91616,19}{157956,36} = 3,58 \text{ лет}$$

Срок окупаемости с учетом дисконтирования равен 3 года и 6 месяцев.

Резерв безопасности служит для измерения уровня независимости организации от изменения одного или нескольких показателей, влияющих на уровень прибыли. Чем меньше резерв безопасности, тем больше риск того, что фактический объём производства и реализации продукции не достигнет критического уровня и предприятие окажется в зоне убытков.

Резерв безопасности рассчитывается, как разность между внутренней нормой прибыли и ставкой дисконта. Выполнив расчеты, получаем резерв безопасности равный 11%. Следовательно, проект является низкорисковым.

Исходя из всех рассчитанных показателей, можно сделать вывод о том, что инвестиционный проект по реконструкции тепловых сетей для подключения заявителей к системе теплоснабжения является эффективными, среднедоходным, низкорисковым и имеет срок окупаемости 3 года и 6 месяцев. Проведение такой инвестиционной программы следует принять.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрев ситуацию в отрасли теплоэнергетики в целом и в сфере технологического присоединения в частности, можно говорить о том, что объекты теплового хозяйства нуждаются в регулярной, своевременной замене, а также проведении ремонтных работ. Из-за чего основными проблемами существующей системы теплоснабжения являются:

- высокий износ сетей теплоснабжения;
- отсутствие приборов учета тепловой энергии на границах раздела балансовой принадлежности, что приводит к спорам и судебным разбирательствам по объему отпущенного тепла и величине потерь;
- недостаток финансирования.

Данные проблемы также касаются и технологического присоединения потребителей к системе теплоснабжения. Одновременно с технологическим присоединением к тепловым сетям АО «Томская генерация» производит мероприятия по реконструкции из-за высокой степени их износа. Своевременное осуществление реконструкции тепловых сетей напрямую связано с подключением заявителей.

Плата за технологическое присоединение дифференцируется в зависимости от тепловой нагрузки объектов. В работе осуществлен расчет платы потребителей разных категорий.

Для качественного осуществления технологического присоединения организации необходимо провести мероприятия по реконструкции существующих теплообъектов. В работе предложены мероприятия по увеличению пропускной способности теплосетей по средством увеличения пропускной способности магистральных теплосетей за счет увеличения их диаметра. Для осуществления мероприятий по реконструкции тепловых сетей необходимо учитывать объем подключаемой энергии, а также протяженность теплосетей. Расходы на реализацию реконструкции в целях подключения

потребителей полностью покрывается платой за подключение. В ходе реализации реконструкции тепловых сетей ожидаются следующие результаты:

- повышение надежности теплоснабжения;
- снижение затрат на аварийно–восстановительные работы;
- снижение потерь в тепосетях.

Кроме того, была произведена оценка мероприятий инвестиционной программы по реконструкции тепловых сетей на период 2019–2022 гг. Инвестиционный проект по реконструкции тепловых сетей для подключения заявителей к системе теплоснабжения является эффективными, среднедоходным, низкорисковым и имеет срок окупаемости 3 года и 6 месяцев. Проведение такой инвестиционной программы следует рекомендовать.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Нагорнов В.Н. Экономическая часть дипломного проектирования для студентов специальности «Тепловые электрические станции» – Методическое пособие – Москва: Издательство «ПРИОР», 2012. – 81 с.
- 2 Асанов А.К., Оконов С.М. О Проблемах В Энергетике. Технологическое Присоединение // Известия Кыргызского Государственного Технического Университета Им. И.Раззакова. – 2016. – С.34–37.
- 3 В.В. Михайлова, Л.М. Игнатъев. Методы отбора инновационных проектов для реализации: методическое пособие – Сургут: Издательство «Колос», 2014. – 16с.
- 4 Горфинкеля В.Я. Экономика предприятия : учебник для студентов высших учебных заведений / В.Я. Горфинкеля – Москва : «ЮНИТИ», 2015. – 759 с.
- 5 Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник – Москва: Издательство «НЦ ЭНАС». – 2014. – 504 с.
- 6 Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для студентов высших учебных заведений / В.С. Самсонов – Москва: Высшая школа. – 2014. – 416 с.
- 7 Борисова Л.М., Гершанович Е.А. Экономика энергетики: учебник для студентов высших учебных заведений./ Е.А.Гершанович – Томск: ТПУ. – 2016. – 208 с.
- 8 Нагорная В.Н. Экономика энергетики: учебное пособие/ Н.В. Нагорная –Владивосток: Издательство «ДВГТУ», 2017. – 157 с.
- 9 Басова Т.Ф., Борисов В.В. Экономика и управление энергетическими предприятиями: учебник для студентов высших учебных заведений / Н.Н. Кожевникова – Москва: Издательство «Академия» 2014 – 432с.

- 10 Яковлев, Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б.В. Яковлев // Новости теплоснабжения. – 2018. – С. 48.
- 11 Аракелов В.Е. Комплексная оптимизация энергоустановок промышленных предприятий – Москва: Издательство «Энергоатом» – 2015. – 118 с.
- 12 Афонин А.И. Методика проведения энергетических обследований предприятий и организаций / А.И. Афонин, А.Д. Сторожков, В.И. Шароухова, Н.П. Коваль // Энергосбережение. – 2014. – С. 6.
- 13 Балувев Е.Д. Перспективы развития централизованного теплоснабжения / Е.Д. Балувев // Теплоэнергетика – 2014. – С. 11.
- 14 Башмаков И.А. Папушкин В.Н. Муниципальное энергетическое планирование / И.А. Башмаков, В.Н. Папушкин // Энергосбережение –2014. – С. 3.
- 15 Башмаков И.А. Региональная политика повышения энергетической эффективности: от проблем к решениям / И.А. Башмаков // Центр энергетической эффективности – 2016. – С. 19.
- 16 Беседина М.С., Гашо Е.Г., Зайцев А.Ф. Методика регионального энергоанализа – Москва: Издательство «Дело». – 2014. – 58с.
- 17 Братенков В.Н., Хаванов П.А. Отопление малых населенных пунктов / В.Н. Братенков, П.А. Хаванов – Москва: Издательство «Строй». – 2015. – 27с.
- 18 Бушуев В.В. Троицкий А.А. Энергоэффективность и экономика России / В.В. Бушев, А.А. Троицкий // Энергия: техника, экономика, экология. – 2016. – С. 19.
- 19 Гамаев И.П. Костерин Ю.В. Экономия тепла в промышленности / И.П. Гамаев, Ю.В. Костерин // Энергия. – 2017. – С. 25.
- 20 Дегтев Г.В. Территориальные аспекты энергосбережения к жилищно-коммунальном комплексе крупного города / Г.В. Дегтев // Энергосбережение. – 2015. – С. 21.

- 21 Дегтев Г.В. Территориальные аспекты энергосбережения к жилищно-коммунальном комплексе крупного города / Г.В. Дегтев // Энергосбережение. – 2016. – С. 41.
- 22 Дросте Д.И. Целенаправленное развитие теплоснабжения жилого фона городов – задача комплексная / Д.И. Дросте // Энергосбережение. – 2014. – С. 50.
- 23 Зингер Н. М. Развитие теплофикации в России. / А. И. Белевич, Н. М. Зингер // Электрические станции. – 2014. – С.2–8.
- 24 Злобин А.А. Курятов В.Н. Романов Г.А. Потенциал энергосбережения и его реализация / А.А. Злобин, В.Н. Курятов, Г.А. Романов // Энергонадзор и энергоэффективность. – 2013 – № 3. – С.76–81.
- 25 Ключников А.Д., Попов С.К. Диагноз энергетической эффективности и прогноз резерва интенсивного энергосбережения теплотехнологической системы: методическое пособие для студентов МЭИ – Москва: Издательство МЭИ, 2016. – 70с.
- 26 Ключников А.Д. Критерии энергетической эффективности и резерва энергосбережения теплотехнологии, теплотехнологических установок, систем и комплексов: методическое пособие для студентов МЭИ – Москва: Издательство МЭИ, 2015. – 36с.
- 27 Кондратьев Н.Д. Проблемы экономической динамики / Н.Д. Кондратьев // Экономика. – 2014. – С. 91.
- 28 Ливинский А.П. Концепция повышения эффективности систем энергообеспечения районов Томской области – Томск: Теплоэнергетика, 2014 – 77 с.
- 29 Мастепанов А.М., Саенко В.В., Шафраник Ю.К. Экономика и энергетика регионов / А.М. Мастепанов, В.В. Саенко, Ю.К. Шафраник // Экономика. – 2013. – С. 92.
- 30 Сазанов Б.В. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий предприятий – Москва: Издательство «Энергоатом», 2015. – 329 с.

- 31 Сеннова Е. В. Развитие теплоснабжения: современные проблемы и пути их решения / В. В. Мирошниченко, Е. В. Сеннова // Энергетик, 2015. – С.12.
- 32 Волкова О.И. Экономика предприятия / О.И. Волкова – Москва: Издательство «Инфра», 2013. –315 с.
- 33 Горфинкель В.Я. Экономика предприятия / В.Я.Горфинкель – Москва: Банки и биржи, 2017. – 521с.
- 34 Грацерштейн, И.М. Экономика, организация и планирование производства / И.М. Грацерштейн – Москва: Издательство «Металлургия», 2013. –302 с.
- 35 Жуков, В.В. Проблемы энергохозяйства / В.В. Жуков // Главный энергетик. – 2014. – №2 – С. 27.
- 36 Ковалев В.В., Волкова О.Н. Анализ хозяйственной деятельности предприятия / В.В. Ковалев, О.Н. Волкова – Москва: Издательство «Велби» 2016. – 424 с.
- 37 Федеральный закон РФ от 27.07.2010 N 190 – «О теплоснабжении» [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
- 38 Постановление Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 (ред. от 08.02.2018) – «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
- 39 Приказ ФСТ России от 13.06.2013 N 760–э (ред. от 04.10.2017) – «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
- 40 Грузинова В.П. Экономика предприятия / В.П. Грузинова – Москва: ЮНИТИ, 2014. – 52с.

- 41 Харитон, А.Г. Особенности энергохозяйства в настоящее время / А.Г. Харитон // Энергетика и право. – 2015. – № 3 – С. 57.
- 42 Сергеев, И.В. Экономика предприятия: учебное пособие – Москва: Финансы и статистика, 2015. – 304 с.
- 43 Романова, Л.Е. Анализ хозяйственной деятельности: учебное пособие для высших учебных заведений – Москва: Издательство «Юрайт», 2014. – 220 с.
- 44 Шарапов В.И. Технологии повышения надежности городских теплофикационных систем / В.И. Шарапов, П.Е.Чаукин, М.Е. Орлов // Промышленная энергетика , 2014. – № 3 – С. 45.
- 45 Орлов М.Е., Шарапов В.И. Совершенствование структуры и технологий работы городских ТЭЦ и теплофикационных систем – Ульяновск: УлГТУ, 2014. – 352 с.
- 46 Грибов, В. Д. Экономика предприятия / В. Д. Грибов – Москва: Финансы и статистика, 2017. – 336 с.
- 47 Зайцев, Н. Л. Экономика, организация и управление предприятием: учебное пособие / Н. Л. Зайцев – Москва : Издательство «ИНФРА», 2015. – 453 с.
- 48 Любушин, Н. П. Экономика организации / Н. П. Любушин. – Москва: Издательство «КноРус», 2010. – 303 с.
- 49 Романенко, И. В. Экономика предприятия : учебное пособие / И. В. Романенко – Москва : Финансы и статистика, 2017. – 270 с.
- 50 Сергеев, И. В. Экономика организации предприятия / И. В. Сергеев., И. И. Веретенникова; под ред. И. В. Сергеева – Москва: Издательство «Проспект» 2016. – 560 с.
- 51 Просветов, Г. И. Экономика предприятия: задачи и решения: учебное пособие / Г. И. Просветов – Москва: Издательство «Альфа–Пресс» 2015. – 557 с.
- 52 Черняк, В. З. Теория управления : учебное пособие / В. З. Черняк – Москва: Издательство «Академия», 2014. – 251 с.

53 Елисеева, Т.П. Экономика и анализ деятельности предприятий / Т.П. Елисеева, М.Д. Молев, Н.Г. Трегулова – Ростов–на–Дону: Издательство «Феникс», 2014. – 480 с.

54 Чалдаева, Л.А. Экономика предприятия: учебник для академического бакалавриата / Л. А. Чалдаева – Москва: Издаельство «Юрайт», 2015. – 435 с.

55 Шепеленко, Г. И. Экономика, организация и планирование производства на предприятии: учебное пособие / Г. И. Шепеленко – Ростов–на– Дону: Издательство «МарТ». – 2015. – 608 с.

56 Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Молодюк В.В. Рынок электрической энергии в России: состояние и проблемы развития: учебное пособие / Под ред. А.Ф. Дьякова – Москва: Издательство «МЭИ». – 2014. – 138 с.

57 Литвак В.В. Основы регионального энергосбережения (научно–технические и производственные аспекты) / В.В. Литвак – Томск: Издательство «НТЛ». – 2015. – 300 с.

58 Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: учебное пособие / С.В. Можаяева – Санкт–Петербург: Издательство «Лань». – 2013. – 208 с.

59 Путилова Н.Н. Экономика и управление на энергетическом предприятии / Н.Н. Путилова – Новосибирск: НГТУ. – 2017 – 113 с.

60 Гительман Л.Д. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников – Москва: Издательство «Олимп – Бизнес». – 2014. – 544 с.

61 Медведева Е.А. Методы прогнозирования энергопотребления в новых экономических условиях / Е. А. Медведева // Известия РАН – Энергетика и транспорт. – 2016. – № 6. – С. 32.

62 Раппопорт, А. Н. Реструктуризация российской электроэнергетики: методология, практика, инвестирование // Экономика. – 2015. – №2. – 46 с.

- 63 Кондратьев Н.Д. Проблемы экономической динамики / Н.Д. Кондратьев // Экономика. – 2014. – С. 14.
- 64 Севек Р.М. Взгляд на экономику и энергетику России / Р.М. Севек // Наука и просвещение. – 2018. – С. 21.
- 65 Профирьев Б.Н. Новые глобальные тенденции развития энергетики – вызовы и риски интеграции России в мировую экономику / Б.Н. Профирьев // Проблемы прогнозирования. – 2015. – С. 48.
- 66 Гатина Л.И. Стратегическое планирование развития предприятия: учебно–методическое пособие / Л.И. Галтина – Москва: Издательство «КНИТУ». – 2017. – 98 с.
- 67 Талюкин Д.А. Роль теплоэнергетики в развитии региональной экономики / Д.А. Талюкин // Энергетическая политика. – 2014. – С. 95.
- 68 Лябчук А.А. Перспективы развития экономики отрасли теплоэнергетики / А.А. Лябчук // Международный центр науки и образования. – 2017. – С. 293.
- 69 Тарасова А.А. Модернизация объектов теплоэнергетики как один из факторов развития экономики региона / А.А. Тарасова // Региональная экономика: теория и практика. – 2014. – С. 56.
- 70 Холодинова А.С. Энергосбережение в теплоэнергетике России / А.С. Холодинова // Западно–Сибирский научный центр. – 2016. – С. 315.
- 71 Ставровский Е.С. Проблемы оценки энергоэффективности объектов теплоэнергетики / Е.С. Ставровский // Состояние и перспективы развития электро– и теплотехнологии. – 2015. – С. 66.
- 72 Смета затрат на подключение к системе теплоснабжения объектов заявителей АО «Томская генерация» на 2016 год
- 73 Реестр заявок на подключение к системе теплоснабжения объектов заявителей АО «Томская генерация» на 2019–2021 гг.
- 74 Показатели надежности и энергетической эффективности объектов централизованного теплоснабжения АО «Томская генерация»
- 75 Финансовый план АО «Томская генерация» на 2019–2021 гг.