

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ В РАЗВИТИИ РЕГИОНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ В СИБИРСКИХ УСЛОВИЯХ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

В статье рассмотрено состояние и основные направления в развитии региональной теплоэнергетики применительно к сибирским условиям. Отмечается, что во многих городах России не откорректированы схемы теплоснабжения. Не отдается предпочтение комбинированной выработке электрической и тепловой энергии. Нет оценки обновления морально и физически изношенного оборудования. Не разрабатывается структура иерархического построения систем теплоснабжения муниципальной, промышленной теплоэнергетики в совместной работе с теплоисточниками (ТЭЦ) энергосистемы. Недостаточно активно ведется работа по использованию твердого топлива и его сжиганию в топках кипящего слоя, по рациональному использованию природного газа и организации газовых надстроек.

Ключевые слова: система теплоснабжения, комбинированная выработка энергии, топки кипящего слоя, газовые надстройки, обновление оборудования, парогазовая установка, инвестиции, ТЭЦ малой мощности.

В условиях развивающейся рыночной экономики, когда возрастают цены на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) и энергоносители, особую остроту приобрел вопрос стратегии развития электро- и теплоэнергетики как в целом в России, так и в любом ее регионе, имеющем свои специфические особенности.

Ведомственная подчиненность теплоисточников различных форм собственности без отработанной структуры управления теплоснабжением города, без оперативного управления оптимизацией работы систем теплоснабжения приводит к значительному перерасходу топлива в регионе и напряжению городского бюджета [1].

Во многих городах России не откорректированы схемы теплоснабжения или существенно не переработаны в связи с изменившимися условиями.

После 1992 года капиталоемкие и долгосрочные проекты в энергетике перестали инвестироваться, в связи с этим развитие «большой» энергетики резко замедлилось и вынуждено было взять курс на развитие «малой» энергетики, которая, конечно, имеет право на свое существование, а в отдельных регионах и на развитие. Проникновение «распределенной» энергетики в российскую энергосистему стало ощутимым в 2000-х годах в связи с резким ростом тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Крупные промышленные предприятия стали вводить в работу собственные промышленные котельные и мини-ТЭЦ, что позволило им получать

энергию по низким тарифам. Внедрение «малой» энергетики позволило снизить затраты на развитие сетевого комплекса и сдерживать рост цен на энергию за счет повышения эффективности производства тепловой и электрической энергии и снижения потерь при ее передаче. Строительство «малой» энергетики на газовом топливе позволяет уменьшить расход топлива на выработку энергии при увеличении коэффициента теплофикации при производстве электрической энергии и снизить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

К проблеме теплоснабжения жилых домов городов и рабочих поселков в настоящее время обращается особое внимание, так как теплоснабжение — это вопрос выживания людей, особенно в сибирских регионах [2].

Представляется необходимым изложить проблемы, требующие своего решения.

1. Основное оборудование ТЭЦ (на примере г. Омска), а это типично для большинства тепловых электростанций России, уже превысило нормативный срок эксплуатации оборудования. Для многих объектов превышен так называемый «парковый» ресурс — 40 лет (например, омская ТЭЦ-2 введена в работу в 1941 году, ТЭЦ-3 в 1954 году, ТЭЦ-4 в 1965 году). Самая молодая ТЭЦ-5 отработала нормативный срок эксплуатации — 33 года (отработала 38 лет) [3].

В то же время из-за отсутствия средств строительство электростанций (тепловых и гидравличе-

ских) практически прекратилось. Государство ушло из сферы инвестирования энергетики, полагаясь на частника-предпринимателя, а он, в свою очередь, не идет на то, чтобы брать кредит в несколько сотен миллиардов рублей (на строительство электростанции), когда срок окупаемости в энергетике превышает десять лет [4].

Частичным решением проблемы замены изношенных мощностей и строительство новых электростанций с более высоким КПД является форма участия в инвестировании: частно-государственное партнерство в виде договора поставки мощности (ДПМ). Договор поставки мощности предусматривает ввод новых энергетических мощностей, для выработки электрической энергии, за счет кредитных средств банков с возвратом затрат инвесторам государством путем дополнительной прибавки к тарифу на мощность поставляемой на рынок электрической энергии и внедрен в стране в 2008–2018 годах. Данная схема строительства новых мощностей электростанций не получила продолжения из-за снижения потребления электрической энергии в России в последние 5 лет, но это позволило вывести из работы неэкономичные агрегаты, имеющие большой износ.

В Омске за счет договоров поставки мощности (ДПМ-1) введены новые агрегаты на омской ТЭЦ-3 (ПГУ-90 и турбина Т-120). Для рационального использования природного газа внедренная парогазовая установка (ПГУ-90) позволила повысить КПД производства энергии до 50–51 % [5]. Это прогрессивная технология, внедренная в современной энергетике впервые в сибирском регионе. Руководители «Газпрома» преимущественно должны выделять природный газ тем предприятиям, где внедряются парогазовые технологии, так как КПД цикла выше цикла паросиловых установок более чем на 10 %.

У обычного обывателя складывается впечатление, что электроснабжение осуществляется нормально, без ограничений. Но такая ситуация сложилась в результате резкого снижения промышленного производства, когда практически большинство заводов бывшего ВПК обанкротилось и потребление энергии снижается, что позволило получить избыток мощностей для выработки электрической энергии.

2. Теплоэнергетическое оборудование в результате длительной эксплуатации приобретает физическую усталость и моральное старение, и с каждым годом износ его увеличивается. В связи с этим необходима масштабная работа по модернизации, реконструкции и обновлению теплоэнергетического оборудования. И здесь опять же требуются финансовые и материальные ресурсы.

Если модернизация оборудования в техническом отношении приоритетна, сравнительно быстро окупаема, надо брать кредиты (здесь риска нет) на реализацию мероприятий с технико-экономическим обоснованием. Требуется проведение обстоятельного энергоаудита энергоисточника с последующей разработкой программы на обновление, реконструкцию и модернизацию оборудования. В настоящее время Правительство РФ одобрило составление программы модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций, отработавшего 45 лет и больше, в объеме 41 ГВт на сумму 1,5 трлн рублей, по принципу договора на поставку мощности (ДПМ-2) [6]. Действие программы — с 2020-го по 2035-й год с оплатой кредитных средств в течение 15 лет с доходностью 14 % годовых.

Отбор проектов модернизации будет проводиться ежегодно путем аукциона по эффективности проектов. Сложности в составлении бизнес-проекта строительства новых электростанций в Сибири состоит в том, что на гидроэлектростанциях Восточной Сибири, вырабатывающих дешевую электрическую энергию, сезонно имеются излишки мощности и появляется возможность передачи ее в другие регионы. Проблемы возникают только в период маловодности рек.

Данный способ модернизации старого оборудования позволит повысить срок службы около 30 % установленного оборудования [7].

3. Важно определиться на перспективу со структурой топлива. Потребление природного газа в России в настоящее время в топливном балансе находится на уровне 53–55 %, жидкого топлива — 8–10 % (будет снижаться до 3–4 %), твердого топлива — 35–38 % [8].

Увеличение потребления природного газа несколько снизило темпы добычи угля и сжигание его на электростанциях. В последнее время уголь, сжигаемый на электростанциях России, стал пользоваться большим спросом в Западной Европе и Китае, и российские ТЭЦ вынуждены переходить на сжигание угля с новых угольных предприятий, что также повышает стоимость вырабатываемой электроэнергии. Для повышения эффективности выработки электрической энергии электростанциями Сибири целесообразно строительство в регионе электростанций, сжигающих природный газ с КПД более 51–54 % [9].

4. С целью улучшения экологической обстановки при сжигании твердого топлива необходимо повсеместно переходить на сжигание его в кипящем слое [10], в топках с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС).

При такой технологии температура факела в топке находится в пределах 850–950 °С, то есть ниже 1000 °С, а при такой температуре факела вредные выбросы SO_2 , NO_x не выделяются в свободном состоянии и, соответственно, не оказывают вредного влияния на экологическую обстановку [11]. Приоритетным проектом является перевод омских ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 с многозольного экибастузского угля (зольность 42–43 %) на угли Канско-Ачинского месторождения (бурый уголь с зольностью 5–7 %). Зола данного угля имеет высокие вяжущие свойства и полностью может использоваться при изготовлении строительных материалов, что позволяет отказаться от золоотвалов для хранения золы [12].

Наилучшим применением котлов, сжигающих уголь в топках с кипящим слоем, является строительство новых современных электростанций с современными котлами, но обосновать их строительство при низком приросте потребления энергии невозможно.

5. В связи с резким замедлением роста ввода электроэнергетических мощностей (инвестиции в «большую» энергетику не пришли), взят курс на модернизацию производства тепловой энергии для отопления жилья населенных пунктов «малой» энергетики и, прежде всего, на модернизацию промышленно-отопительных котельных (ПОК) в ТЭЦ малой мощности.

По прогнозным оценкам (на примере города Омска, где насчитывается порядка 190 котельных), имея политическую и техническую волю, можно в течение пяти лет получить дополнительную электрическую мощность на базе теплового потребле-

ния на реконструируемых котельных (по паротурбинному варианту и с газовыми надстройками) в размере порядка 250–300 МВт.

В качестве газотурбинных двигателей, наряду с применением стандартных газотурбинных установок мощностью от 0,5 до 16 МВт и более, рекомендуется применять авиационные газотурбинные установки (например, омского моторостроительного завода им. Баранова) [13].

6. Наряду с централизованным теплоснабжением в последние два десятилетия в Омске широко применяются индивидуальные (децентрализованные) системы теплоснабжения с внедрением малогабаритных теплоисточников зарубежных фирм, таких как Viessmann, Wolf, Buderus и др., а также малогабаритные водогрейные котлы местного производства.

К выработке решений по индивидуальным источникам теплоснабжения необходим системный подход, т.е. во избежание неуправляемого процесса эффективность индивидуального теплоснабжения должна определяться в сравнении с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии [14].

7. Как правило, каждый источник теплоснабжения работает на свой участок теплосети, т.е. источники не работают параллельно на единые тепловые сети, а без этого невозможно проводить оптимизацию систем теплоснабжения и, соответственно, невозможно получить существенную экономию топлива.

Теплоэнергетику в городе необходимо рассматривать комплексно, вырабатывая взаимовыгодное партнерство совместно с владельцами источников теплоснабжения различных форм собственности. И здесь организующая роль должна быть за администрацией городского самоуправления. Давно назрел вопрос о создании единого теплотранспортного предприятия.

Физическое состояние тепловых сетей в последние годы продолжает ухудшаться из-за «недоремонта». В Омске, например, в настоящее время температурный график теплосетей выполняется 110–70 °С при нормативном 150–70 °С. Это вызвало резкое снижение экономичности системы теплоснабжения [5].

Срок службы трубопроводов тепловых сетей оценивается в пределах 16–20 лет. При длине трубопроводов тепловых сетей в Омске 2500 км (в одноконтурном исполнении) ежегодной замене должно подлежать порядка 125 км, но это не соблюдается.

Очень медленно, но все же идет процесс внедрения пенополиуретановой изоляции в виде заводской конструкции, что позволило резко снизить тепловые потери и утечки, поднять надежность работы теплопроводов.

В прошлом веке регулирование температуры в теплосети осуществлялось преимущественно качественное, т.е. в период отопительного сезона расход сетевой воды оставался неизменным, а температура в теплосети задавалась в зависимости от наружной температуры.

После 90-х годов началось повсеместное внедрение автоматизированных тепловых пунктов (ИТП) в системах теплоснабжения ЖКХ и предприятий, что позволило переходить от качественного регулирования температуры теплосети к качественно-количественному. Стали внедряться регуляторы давления и расхода сетевой воды фирмы Danfoss

и бесшумные насосы фирмы Grundfos, монтируемые прямо на трубопроводах. Все это дает реальную экономию топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в размере 12–15 %. На смену ЦТП пришли ИТП [15].

Необходимо разработать программу по переводу всей системы централизованного теплоснабжения на «закрытую» систему горячего водоснабжения, обеспечивающую значительную экономию эксплуатационных средств, также необходима программа перехода на независимую схему подключения системы отопления [1].

8. К числу приоритетных следует отнести вопросы по энергосбережению топливно-энергетических ресурсов и повышения профессионального уровня кадров по обслуживанию теплоисточников и систем теплоснабжения. Желательно создание в регионах научно-образовательных центров по подготовке, переподготовке и повышению квалификации как рабочего, так и инженерно-технического персонала.

Выводы.

1. Основное оборудование тепловых электростанций в большинстве регионов России превысило нормативный срок эксплуатации и требует замены или модернизации. Предприятиям, вырабатывающим тепловую и электрическую энергию, необходимо участвовать в программах, утвержденных Правительством РФ [16] по поставке мощности (ДПМ-1 и ДПМ-2), что позволит заменить изношенное оборудование или модернизировать его с продлением срока службы. Для получения государственных средств на реконструкцию оборудования необходимо качественно подготовить бизнес-планы, обеспечивающие снижение себестоимости вырабатываемой электрической и тепловой энергии.

2. Для повышения эффективности сжигания угля и снижения влияния на окружающую среду при строительстве новых угольных электростанций или модернизации котельного оборудования целесообразно переводить котельные агрегаты в режим циркулирующего кипящего слоя с использованием низкотемпературного и малокалорийного угля Канско-Ачинского месторождения. Зола, получаемого при сжигании данного угля, позволяет использовать ее для производства строительных материалов и снизить площади земли, используемые для золоотвалов ТЭС.

3. Для снижения разовых затрат на модернизацию существующих отопительных котельных целесообразен перевод их в комбинированный режим выработки тепловой и электрической энергии с использованием газовых турбин, газопоршневых установок и т.д.

4. В связи со значительным износом тепловых сетей и постоянным «недоремонтом» трубопроводов необходимо при капитальном ремонте и строительстве новых сетей использовать трубы с пенополиуретановой изоляцией, имеющей низкие потери тепла и высокий срок службы. Для снижения перерасхода тепла на отопление зданий необходимо использовать индивидуальные автоматизированные тепловые пункты (ИТП).

5. Повышение эффективности работы теплоэнергетических установок и внедрение современного оборудования требует совместной работы вузов и предприятий по подготовке и переподготовке кадров, способных работать в современных условиях и выполнить модернизацию оборудования.

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р / Институт энергетической стратегии. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 25.05.2018).
2. Яковлев Б. В. Повышение эффективности систем теплоснабжения и теплоснабжения: моногр. М.: Новости теплоснабжения, 2008. 448 с. ISBN 5-94296-015-1.
3. Лебедев В. М., Приходько С. В., Коваленко А. В., Васина Е. В. Схема теплоснабжения города — программа развития городского хозяйства // Промышленная энергетика. 2013. № 8. С. 16–19.
4. Лебедев В. М. Развитие теплоэнергетики — основа жизнеобеспечения города: стратегический план развития г. Омска / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск: Агентство «Курьер», 2001. 18 с.
5. Лебедев В. М., Приходько С. В., Скачко Т. А., Глухов С. В. Источники и системы теплоснабжения предприятий. М.: УМЦ ЖДТ, 2013. 354 с. ISBN 978-5-89035-639-0.
6. Галеженко О. Н. Проблемы функционирования ЖКХ в условиях реформирования отрасли // Вести Волгоградского государственного университета. Сер. 3. Экономика. Экология. 2012. № 2. С. 121–127.
7. Березинец П. А., Ольховский Г. Г. Раздел 6. Перспективы применения газотурбинных и парогазовых установок в тепловой энергетике // Наилучшие доступные и перспективные природоохранные технологии в энергетике России: открытая информационная система. URL: <http://osi.ecopower.ru/ru/2010-10-18-11-03-16/item/183-621-перспективы-применения-газотурбинных-и-парогазовых-установок-в-тепловой-энергетике.html> (дата обращения: 27.05.2018).
8. О ситуации с теплоснабжением в Российской Федерации: отчет / Фонд энергетического развития. 2016. г. Москва. URL: <http://www.energsovet.ru/stat880p8.html> (дата обращения: 15.05.2018).
9. Березинец П. А. Обоснование целесообразности реконструкции котельных и ТЭЦ с использованием газотурбинных установок // Новости теплоснабжения. 2006. № 6. URL: <http://www.combienergy.ru/stat/1084-Obosnovanie-celesoobraznosti-rekonstrukcii-kotelnyh> (дата обращения: 05.05.2018).
10. Гаак В. К., Гаак А. В., Грицай А. С. Повышение экономической эффективности теплоисточников и систем теплоснабжения в современных условиях // Промышленная энергетика. 2017. № 12. С. 14–20.
11. Шкода А. Н., Шкода В. Н., Кухарчик В. М. Совершенствование технологий комбинированного теплоснабжения // Электрические электростанции. 2008. № 10. С. 16–20.
12. Шилкина О. О. Экономическое обоснование использования углей Канско-Ачинского бассейна в современных условиях: дис. ... канд. экон. наук. М., 2002. 130 с.

13. Схема теплоснабжения Омска на период до 2030 г. // Официальный портал Администрации г. Омска. URL: <http://admomsk.ru/web/guest/government/divisions/35/heat-supply-scheme> (дата обращения: 15.05.2018).
14. Байбаков С. А., Иванов Н. В. Основные направления повышения эффективности комбинированного производства тепла и электроэнергии // Энергетик. 2015. № 1. С. 3–10.
15. Гусев А. Л. Итоги реализации проекта по установке индивидуальных тепловых пунктов в многоквартирных домах // Новости теплоснабжения. 2013. № 8. URL: www.ntsnu.ru/8_2013.html (дата обращения: 27.05.2018).
16. Бушуев В. В., Троицкий А. А. Энергетическая стратегия России и экономика страны // Теплоэнергетика. 2014. № 1. С. 3–22.

ЛЕБЕДЕВ Виталий Матвеевич, доктор технических наук, профессор (Россия), профессор кафедры «Теплоэнергетика».

SPIN-код: 3367-4622

AuthorID (РИНЦ): 365752

Адрес для переписки: heatomgups@mail.ru

ГААК Виктор Климентьевич, кандидат технических наук, профессор кафедры «Теплоэнергетика».

Адрес для переписки: GaakVK@omgups.ru

ФИНИЧЕНКО Александра Юрьевна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Теплоэнергетика».

SPIN-код: 6318-3905

AuthorID (РИНЦ): 662766

Адрес для переписки: Finichenkoalex@gmail.com

ПРИХОДЬКО Светлана Валерьевна, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры «Теплоэнергетика».

SPIN-код: 8428-0393

AuthorID (РИНЦ): 206992

Адрес для переписки: heatomgups@mail.ru

Для цитирования

Лебедев В. М., Гаак В. К., Финиченко А. Ю., Приходько С. В. Основные проблемы в развитии региональной теплоэнергетики в сибирских условиях и пути их решения // Омский научный вестник. 2018. № 5 (161). С. 51–54. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-161-51-54.

Статья поступила в редакцию 27.06.2018 г.

© В. М. Лебедев, В. К. Гаак, А. Ю. Финиченко, С. В. Приходько