

Организатор конгресса
ООО "ФАРЭКСПО"



+ 7 (812) 718-35-37
e-mail: skt@farexpo.ru
www.farexpo.ru



XIII Международный Конгресс

**Энергосбережение и
энергоэффективность**

IT технологии. Энергобезопасность. Экология.

СБОРНИК ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ

Санкт-Петербург
2024

Мероприятия проходят при поддержке и участии государственных структур и общественных профессиональных объединений:



Научно-Экспертный Совет при Рабочей группе по мониторингу реализации законодательства в области энергетики, энергосбережения и повышения энергетической эффективности Совета Федерации отделение по СЗФО



Санкт-Петербургская торгово-промышленная палата



Подкомитет по тарифной политике, энергосбережению и энергоэффективности Торгово-промышленной палаты Российской Федерации



Национальная ассоциация нефтегазового сервиса



Санкт-Петербургский научный центр РАН

Санкт-Петербургский научный центр РАН



МОО «Природоохранный союз»



Ассоциация энергетических предприятий СЗФО

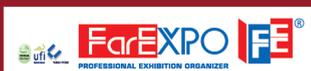


Национальное агентство по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии



Общественная палата Ленинградской области

Организатор мероприятий:



XIII Международный Конгресс
«Энергосбережение и энергоэффективность IT технологии.
Энергобезопасность. Экология»
проходит под девизом
«Научно-технические разработки и инновационные решения
в практику энергоперехода».

Генеральные партнеры конгресса:



ФГБУ «Российское энергетическое агентство»
Минэнерго России



ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО
РАН



АО «Газпром промгаз»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



Уважаемые коллеги!

Приветствую участников, гостей и организаторов международных специализированных выставок «Рос-Газ-Экспо», «Котлы и горелки» «Энергосбережение и Энергоэффективность. Инновационные технологии и оборудование» и Международного конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность. IT технологии. Энергобезопасность. Экология».

Повышение энергоэффективности в жилищно-коммунальном хозяйстве, промышленном и инфраструктурном строительстве, обеспечение населения качественными коммунальными и энергетическими ресурсами – важнейшие задачи, обозначенные Президентом России В.В. Путиным в майском Указе о национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года и на перспективу до 2036 года.

В стране началась серьезная работа по модернизации коммунальной инфраструктуры. Для решения этой задачи планируется привлечь до 2030 года 4,5 триллионов рублей.

Проводимые выставки и сопровождающая их деловая программа - прекрасная возможность получить актуальную информацию о современных решениях в сфере энергетики и ЖКХ, «из первых рук» получить информацию о материалах и оборудовании, необходимых для модернизации.

Встречи ведущих специалистов на одной площадке содействуют выработке путей развития отрасли, продвижению лучших проектов на рынок и способствуют образованию новых полезных контактов.

Желаю участникам и гостям успешной работы, плодотворных деловых контактов и новых идей по развитию бизнеса!

*Заместитель председателя комитета
Государственной Думы по строительству
и жилищно-коммунальному хозяйству*

Развортнева С.В.



Уважаемые коллеги!

От имени Московской торгово-промышленной палаты приветствую организаторов, участников и гостей международных специализированных выставок «Рос-Газ-Экспо», «Котлы и горелки» «Энергосбережение и Энергоэффективность. Инновационные технологии и оборудование» и Международного конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность. IT технологии. Энергобезопасность. Экология»!

Сегодня для России энергетическая отрасль является сферой национальной безопасности, непосредственно влияющей на развитие экономики и политики страны. Ситуация в топливно-энергетическом комплексе страны во многом определяет как ее положение на международной арене, так и уровень благосостояния всех россиян.

Для успешного функционирования и стабильного развития топливно-энергетического комплекса крайне важно определить приоритеты развития энергетики с учетом происходящей трансформации энергетической отрасли и современных технологических решений. На первый план сегодня выходят вопросы повышения энергоэффективности и безопасности, снижения зависимости от импорта оборудования и технологий, совершенствования управления, внедрения безопасных инновационных решений, умных технологий, повышения надежности энергетического сектора преимущественно на основе применения отечественных оборудования и технологий. На этом пути достигнуты впечатляющие результаты, но многое предстоит еще сделать.

Московская ТПП придает этим направлениям работы огромное значение, в нашей структуре успешно работает Гильдия организаций энергетического комплекса, поэтому тематика предстоящих выставок и конгресса нам особенно близка.

Проводимые выставочные мероприятия и деловая программа конгресса – отличная площадка для выработки оптимальных решений на пути к поставленным целям и установления новых деловых контактов.

С удовольствием желаю всем участникам и гостям мероприятий взаимовыгодных контрактов, успешного сотрудничества и творческой атмосферы!

Президент МТПП

В.М. Платонов



Уважаемые коллеги!

Рад приветствовать организаторов, участников и гостей XIII Конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность. IT Технологии. Энергобезопасность и экология».

На современном этапе радикальной трансформации принципов развития энергетических систем в нашей стране активно развиваются технологии в контексте энергетического перехода. Из условий повышения энергоэффективности и снижения углеродных выбросов продолжается газификация регионов, развитие генерирующих мощностей на малоуглеродной основе, накопителей энергии различного типа, внедрение энергоэффективного оборудования. Популярным становится рассмотрение вопросов cogeneration – многоцелевого, более эффективного, использования энергетических объектов — для электро-, тепло-, холодоснабжения, опреснения воды, выработки водорода, кислорода, сжиженного природного газа (СПГ) и др.

Большая потребность в цифровых решениях в условиях импортозамещения приводит к тому, что в энергетике активно развиваются отечественные программные продукты, способствующие принятию управленческих решений на научной основе, обеспечив тем самым качественное функционирование энергетических объектов.

Конгресс «Энергосбережение и энергоэффективность. IT Технологии. Энергобезопасность и экология» – уникальная площадка для обмена опытом и активного продвижения в практику наиболее эффективных решений и инновационного оборудования.

Желаю гостям, участникам и организаторам мероприятия плодотворной работы и творческих идей по успешному развитию энергетики России.

*Генеральный директор
АО «Газпром промгаз»*

Н. М. Сторонский



Уважаемые коллеги!

Приветствую участников, организаторов и гостей Международного Конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность». Доброжелательная, творческая атмосфера Конгресса привлекает единомышленников, позволяет обмениваться своими достижениями, настраивает на взаимозаинтересованность в партнерстве, формирует дискуссионную площадку, где раскрывается креативный потенциал участников и рождаются новые идеи. Емкое название Конгресса включает три основных направления развития энергетики в концепции «три Э» – энергоэффективность, экономичность и экологичность, с одной стороны, и технологическую связанность в составе единой энергетической системы источников энергии, транспорта энергоносителя и потребления энергии, с другой стороны.

Это во многом обуславливает необходимость применения теории системных исследований, обеспечивающей синергетический эффект и рациональные механизмы реализации энергосберегающих мероприятий. Такие инструменты очень важны в условиях активно изменяющихся энергетических рынков, структуры производства и потребления, пространственного развития систем, диверсификации и появления новых видов энергоносителей, таких как ВИЭ, водород, биотопливо и т.п. С ростом энергоемких производств, электротранспорта, центров обработки данных, электроотопления и т.п. значительно увеличивается потребление электроэнергии и других видов энергоресурсов. В результате увеличивается роль энергосбережения, на повестку дня выходят климатические вызовы, вопросы интеллектуализации систем и процессов. При этом необходимо обеспечить устойчивое развитие энергетики, способствовать повышению ее эффективности в широком смысле этого слова, безопасности и конкурентности в условиях технологического перехода и действующих ограничений. Очень важно быть в тренде происходящих изменений и действовать с упреждением.

Сложившиеся современные технологические тенденции в энергетике представлены в повестке настоящего Конгресса, находятся в постоянном развитии, а их успешная реализация будет способствовать росту экономики, совершенствованию технологических процессов, укреплению социальной сферы и повышению уровня комфортного проживания населения.

Всем участникам Конгресса желаю плодотворной работы, творческих встреч, перспективных идей и новых достижений.

*Директор Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, академик РАН, профессор*

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'V.A. Stennikov'.

В.А. Стенников



ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ

*Стенников В.А., директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
СО РАН, академик РАН*

Тенденции, изменяющие системы энергоснабжения

Современные тенденции социально-экономического развития общества все больше повышают роль инфраструктурных энергетических систем. К ним относятся прежде всего системы электро-, тепло-, газоснабжения, имеющие развитый транспортный и распределительный сетевой комплекс. В определенном смысле к инфраструктурным можно отнести системы нефте- и нефтепродуктоснабжения, хотя они не имеют развитых распределительных сетей. К инфраструктурным относятся также системы водоснабжения.

Одновременно с этим продолжается тенденция деурбанизации городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленного производства и развитие индивидуального малоэтажного строительства. Все это приводит ко все большему рассредоточению энергопотребления по территории, и связано со стремлением повысить качество жизни.

Тенденция децентрализации распространяется и на системы энергоснабжения в связи с расширением использования источников распределенной генерации, работающих как в локальной системе, так и подключаемых к узлам распределительных электрических и тепловых сетей. Свой вклад в распределенную генерацию вносят источники, работающие на возобновляемых энергетических ресурсах.

Системы малой энергетики, коммунальные технологические системы исторически относили и относят к «коммунальной инфраструктуре», которой всегда уделялось недостаточно внимания.

В отличие от «большой энергетики» (крупные станции, котельные, электрические сети высоких напряжений (110 кВ и выше), тепловые сети больших диаметров, идущие от тепловых источников), эти системы рассматривались, как что-то второстепенное, финансируемое по остаточному принципу. При этом подавляющее большинство потребителей электрической и тепловой энергии в РФ получают их именно от объектов «коммунальной» энергетики.

Поставленные цели и задачи в Постановлении Правительства РФ №526 «О реформировании электроэнергетики РФ» и ФЗ №35 «Об электроэнергетике», которые должны были остановить неуправляемый рост цен и тарифов, сдержать ускоряющийся износ основных фондов, обеспечить привлечение инвестиций, повышение эффективности и энергосбережения в отрасли и т.д. и т.п., не были выполнены.

Состояние и проблемы систем энергоснабжения

Число организационных структур, управляющих централизованными системами энергоснабжения в России составляет более 50 тыс. [1].

Число теплоисточников (различной мощности) – около 80 тыс. шт. (40 % из них городские).

Протяжённость сетей тепло-, водоснабжения и канализования существенно превышает 1 млн км.

Протяжённость распределительных сетей только ПАО Россети достигает 2,4 млн км.

Производство тепловой энергии (отопление и горячее водоснабжение) составляет около 2300 млрд. кВт.ч, в год, что в 2 раза больше, чем производство электроэнергии – 1150 млрд. кВт.ч. При этом основное внимание уделяется производству и потреблению электроэнергии. Теплоснабжение и, прежде всего, коммунальное, развивается по остатку.

Сложная ситуация (а в некоторых районах субъектов Федерации РФ близкая к критической или даже критическая – особенно в осенне-зимний период), сложившаяся с технологической коммунальной инфраструктурой, является следствием принципиальных недоработок в части модернизации и замены оборудования, сетей в предыдущие годы. Только заделы советского периода практически спасают от катастрофических последствий.

Число аварий продолжает расти, даже в относительно состоятельных регионах (Московская, Свердловская области и др.). За предшествующие 4-5 лет этот рост составил по Нижегородской области (от 166 до 538 аварий) 372%; подобная ситуация в Кировской области – (со 112 до 372) 332%; в Свердловской области прирост аварий составляет 133 %. Всего в 2022 г. было зарегистрировано более 3660 аварий в тепловых сетях [2]. По данным Росстата число аварий в системах водоснабжения поселений превышает 55000 в год, в системах водоотведения – 15000 в год.

Наибольшее число аварий произошло в Московской, Кировской, Свердловской, Нижегородской областях, на них приходится 45% аварий в стране. В Иркутской области, имеющей мощную энергосистему, в 2022 году произошло более 650 отключений электроснабжения, продолжительностью почти 9 тыс. часов различной длительности, затронувших 230 тыс. домов. Почти критическая ситуация возникла с электроснабжением в южных районах ИО в декабре 2023 года при длительном периоде стояния аномально низких температур. Это также проявилось и для ряда муниципальных котельных в некоторых районах области. Подобная ситуация наблюдается в других регионах.

Средний износ коммунальной инфраструктуры в стране приближается к 60 % и продолжает расти с ежегодным приростом износа 3-5%. Замена же не превышает – 0,4 % по сетям водоотведения, 1,5 % – по сетям водоснабжения, порядка 2 % по сетям теплоснабжения. Износ ежегодно нарастает быстрыми темпами. Треть тепловых сетей находятся в критическом состоянии [3].

Ветхие сети водоснабжения в настоящее время составляют 56,6%, водоотведения – 63,1 %, теплоснабжения – 44,5%, а во многих муниципальных образованиях – 70-80%.

Недофинансирование «коммунальной» энергетики в регионах достигает 60-70%.

Относительно неплохая ситуация лишь в Москве, Санкт-Петербурге, Тюмени.

Растет стоимость топлива, его логистики. Сложный завоз дизельного топлива на Север Иркутской области, Якутии приводит к тому, что его цена достигает 90 руб./л. и

более. При этом себестоимость производимой электроэнергии достигает до 60 руб./кВт.ч. В изолированных от централизованного электроснабжения районах РФ эксплуатируются тысячи морально и физически устаревших дизельных электростанций, требующих многомиллионных дотаций из бюджета на эксплуатацию, ремонт и топливо для сохранения доступных для населения тарифов на электроэнергию.

Как видно, ситуация обостряется. В регионах она всегда была сложной, и достаточно хорошо известна на региональном и муниципальном уровнях и неоднократно озвучивалась. В этом году только открытые возмущения населения Московской области дали огласку критической ситуации, сложившейся в инфраструктуре городов. ИСЭМ СО РАН в своих предложениях неоднократно отмечал необходимость подготовки и затем реализации национального проекта ТЕПЛО России. Причин тому множество, хотя бы по тому, что РФ — это северная страна, и надежное теплоснабжение является важнейшей экономической и социальной задачей.

Следует отметить, что Правительством РФ принимаются определенные меры, выделяются средства, в том числе из Фонда национального благосостояния. В частности, в 2023 г. в коммунальную сферу было направлено 860 млрд. руб. государственных и частных инвестиций, но этих средств явно недостаточно для решения проблемы. К сожалению, на следующие годы эта сумма сокращается [4].

Необходимая общая сумма на модернизацию объектов коммунальной инфраструктуры по данным экспертов составляет около 20 трлн. руб., при этом на выполнение работ потребуется не менее 15 лет. Рост тарифов, в первую очередь для населения, в этом случае не должен превышать 10 %.

К сожалению, практика предыдущих лет показывает, что многие проблемы энергетики в конечном итоге решаются за счет потребителей энергии, которые не распоряжаются создаваемыми ими основными фондами.

Организационные меры

Нередко системы в одном населенном пункте разделены по множеству собственников, поэтому сложно организовать их работу. Необходимо создание единого АО, объединяющего этих собственников.

Согласно закону «О теплоснабжении» функции по управлению теплоснабжением и ответственность за него переданы Единым теплоснабжающим организациям.

Ослаблен со стороны муниципалитетов технический надзор и контроль. Государственные надзорные органы вмешиваются только в экстренных случаях.

Не синхронизирован процесс строительства сооружений, зданий, жилых домов и развития инфраструктуры. Выдаются разрешения на застройку, и только затем решается, как подключить потребителей к инженерным системам.

Отсутствует единая государственная политика в теплоснабжении, нормативная документация, механизмы реализации предлагаемых решений несовершенны или отсутствуют вообще.

Производство и поставки тепловой энергии организационно разнесены по разным министерствам — Минэнерго РФ, Минстрой РФ, а Энергосбережение в Минфине РФ.

Система планирования развития энергетики

Энергетическая стратегия России не содержит разделы по теплоснабжению и теплоэнергетике, хотя более 40% электроэнергии вырабатывается на тепловом потреблении.

В соответствии с изменением федерального закона «Об электроэнергетике» все функции по планированию электроэнергетики переданы системному оператору ЕЭС России (СО ЕЭС). Разработку СиПР электроэнергетики субъектов РФ, ранее выполняемой регионами, прекратили. Роль регионов свелась только к предоставлению информации. Целесообразно было бы ввести требование по согласованию СиПР с регионами.

Около 40 % Электроэнергии вырабатывается на ТЭЦ, а эти вопросы в СиПР не рассматриваются. Теплоснабжение в стратегических документах также практически не рассматривается. Организация топливоснабжения электростанций не включена в состав СиПР.

Планируемые в рамках Стратегий развития экономики регионов энергетические потребности не учитываются в СиПР, что приводит к расхождению прогнозируемых нагрузок и энергопотребления.

Возникло некоторое противостояние в связи с тем, что функции планирования и прогнозирования переданы Системному оператору ЕЭС России. В результате возникает вопрос легитимности Энергостратегии России, субъектов, т.к. они включают и электроэнергетику, планирование которой передано СО ЕЭС. Вместе с тем, Энергетическая стратегия – это комплексный документ, основанный на системном подходе, в котором кроме электроэнергетики рассматриваются все составляющие ТЭК (электроэнергия, тепловая энергия, уголь, нефть, газ и даже водоснабжение).

Механизмы реализации мероприятий по модернизации инфраструктуры жилищно-коммунальной сферы

Система тарифообразования строится на основе необходимой валовой выручки, заявляемой энергокомпаниями, от достигнутого выполнения основных показателей энергокомпаниями в предыдущий период, уровня рентабельности, инвестиционной надбавки. Все финансовые вопросы перекадываются на систему тарифообразования и в конечном счете на потребителя.

Метод «РАБ-регулирование» не дал положительного эффекта по развитию и восстановлению электросетевых объектов, не обеспечил сокращения их аварийности и ожидаемого снижения темпов роста тарифов.

Метод альтернативная котельная, в том виде как сегодня он представлен, нельзя использовать. Трехкратный и более рост тарифов приведет к неплатежам и уходу потребителей из централизованных систем на собственные теплоисточники. Нужно в инвестирование энергообъектов задействовать энергокомпанию с привлечением их финансовых ресурсов (включая использование дивидендов).

Модернизация инфраструктуры в сложившихся условиях должна строиться на основе частно-государственного партнерства, возможно, под контролем государства.

Распределительный сетевой энергокомплекс

В настоящее время обостряется ситуация с распределительным электро- и теплосетевым комплексом, который находится в ведении субъектов федерации. В частности,

складывается абсолютно другая структура электропотребления по сравнению с ее соотношением в советский период. Это необходимо учитывать. Доля мелких потребителей в то время не превышала 4% в общей структуре нагрузок, основной была промышленная нагрузка, которая достигала до 76%. Сегодня электрическая нагрузка потребителей низкого напряжения выросла до 15-17%, промышленная сократилась до 54-56% и продолжает уменьшаться. Это приводит к снижению загрузки системообразующих сетей и повышению роли распределительного электрокомплекса, в том числе и с учетом развития распределенной генерации энергии. Повышаются требования к качеству электроснабжения. Изменяется роль розничного рынка, - он становится основным. Это относится и к теплоснабжающим системам. В то же время, этим распределительным комплексом мы практически не занимались. Сегодня он перегружен и в результате снижается качество энергоснабжения, возникает множество аварий. Крупные сети у нас на контроле Минэнерго России, федеральных структур, а распределительный комплекс находится в ведении субъектов, где фактически нет необходимых источников финансирования, программы государственного развития этих комплексов не предусмотрены. Необходимо на это обратить серьезное внимание.

Предложения по решению проблем

Представляется целесообразным Программы развития коммунального комплекса ввести в систему государственного планирования и прогнозирования. Должны быть определены источники их финансирования и механизмы реализации.

Необходимо повысить статус розничного рынка электрической и тепловой энергии. ТЭЦ должны быть выведены на него, как, возможно, и другие источники. В сложившейся сегодня ситуации потребители ТЭЦ платят за неиспользуемые сети высокого напряжения. Оптовый рынок должен быть преобразован в балансирующий рынок.

Необходимо внести изменения в систему планирования развития и отбора по сооружению новых генерирующих мощностей, в части конкурентного отбора мощности.

Конкурентный отбор мощности объектов генерации, как показывает практика, приводит к избытку мощностей на одних территориях и недостатку их на других территориях. Кроме того, он не учитывает необходимость развития электрических сетей.

Некоторые необходимые дополнительные мероприятия (кроме вышеизложенных) должны включать следующие предложения:

- Необходимо создавать развитую систему мониторинга состояния и развития энергообъектов и энергосистем, включая федеральный, территориальный и местный (муниципальный) уровни.
- Обеспечить доступность информации всем уровням власти, энергокомпаниям и потребителям энергии.
- Совершенствовать систему Росстата (практика показывает, что часто информация Росстата не совпадает с информацией отдельных субъектов процесса энергоснабжения).
- Проанализировать причины невыполнения существующего ФЗ №261 «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» и переработать данный ФЗ на

основе данного анализа, а также включить в него разделы, относящиеся к производству и передаче энергоресурсов. Закон должен быть не избирательного, а всеобщего действия.

- Внести изменения в ФЗ и другие НТД в части усиления значения розничных рынков энергии и мощности (электрической, тепловой и природного газа), связанных с постепенным переходом к централизованно-распределённому энергоснабжению, развитием локальных энергоисточников (в том числе и на основе ВИЭ) и распределительных сетей.
- Внести изменение в ФЗ «О теплоснабжении» в части ценовой модели «альтернативная котельная». Цена на тепловую энергию, формируемая на базе подхода «альтернативная котельная», должна быть только ее индикативным уровнем (предельной стоимостью), достижение которого должно сигнализировать контрольным органам о несостоятельности компании по выполнению своих обязательств по теплоснабжению.
- Переработать существующие программы «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» (а фактически разработать новые программы, так как существующие программы устарели и абсолютно не соответствуют современным условиям) всех уровней территорий: от федерального до муниципального. Эти программы должны содержать конкретные обоснованные мероприятия с подтвержденными объемами финансирования, их источниками и обеспечением персональной ответственности за их выполнение.

Литература

1. *Жилищное хозяйство в России. 2022: Статистический сборник / Росстат. - М., 2022. - 83 с. <https://rosstat.gov.ru/folder/210/document/13234>*
2. *Сбой или система: о чем говорит рост числа аварий в российском ЖКХ. https://militariorg.ucoz.ru/publ/publ_1/sboj_ili_sistema_o_chem_govorit_rost_chisla_avarij_v_rossijskom_zhkkh/15-1-0-141818?ysclid=ls2xlyrgqr61483776*
3. *Росстат: треть тепловых сетей страны достигла критического износа. <https://akcent.site/novosti/28781?ysclid=lrr89mrrwg172311478>*
4. *Прорыв года: на фоне аварий финансирование ЖКХ сокращается в 2,3 раза. <https://ancb.ru/publication/read/16472?ysclid=ls3vjautxp685499320>*

НИКОЛАЙ СТОРОНСКИЙ: «ИЗ ГОДА В ГОД ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ДОСТИЖЕНИЯМИ МЫ ПОДТВЕРЖДАЕМ СВОЮ НАДЕЖНОСТЬ И ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ»

Что представляет собой АО «Газпром промгаз» сегодня? В чем специфика института?

В настоящее время АО «Газпром промгаз» сохраняет статус одного из трех головных научно-технических центров ПАО «Газпром». Основные направления деятельности института закреплены в Концепции реструктуризации научно-технического сектора, в Положении о головных научных центрах ОАО «Газпром», а также в Концепции участия ПАО «Газпром» в газификации регионов России, утвержденных Постановлениями Правления Общества.

– С 2000 года основной и уникальной в Группе Газпром компетенцией АО «Газпром промгаз» является научно-методическое и нормативное обеспечение развития газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации, безопасной и эффективной эксплуатации газораспределительных сетей. На регулярной основе выполняются работы по актуализации Генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов РФ. В настоящее время реализуется разработанная институтом Программа ПАО «Газпром» развития газоснабжения и газификации 72 субъектов РФ на период 2021–2025 гг. В конце этого года планируем приступить к подготовке Программы 2026–2030 на следующий пятилетний период. В декабре прошлого года приняты изменения №575 к Федеральному закону «О газоснабжении в Российской Федерации», повысившие статус Генеральных схем с корпоративного уровня группы Газпром до федерального уровня. В соответствии с Правилами их разработки и реализации, утвержденных Постановлением Правительства РФ №567 в мае этого года, схемы формируются на 20 летний период с учетом перспективных топливно-энергетических балансов (ТЭБ) регионов. Под эгидой Минэнерго России институт привлекается к взаимоувязке региональных перспективных ТЭБ, определяющих экономическую целесообразность газификации, с Генеральными схемами газоснабжения и газификации регионов, определяющих техническую возможность поставок перспективных объемов газа с оценкой инфраструктурной составляющей и экономически обоснованной его стоимости, учитывающих инвестиции в развитие газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры.

В рамках Единой системы газоснабжения выполняются технико-экономические исследования возможности поставок перспективных объемов газа в регионы России с учетом реализации проектов и программ газификации, развития крупных инновационных кластеров, включая ИННОКАМ. Определяются оптимальные варианты развития газотранспортных систем Южного, Западно-Сибирского и Северо-Западного регионов, необходимые объемы строительства и реконструкции объектов магистрального транспорта газа. Результаты работы используются для принятия ПАО «Газпром» инвестиционных решений по развитию газотранспортных мощностей.

Продолжаются работы по развитию сметно-нормативной базы ПАО «Газпром». Институт в последние годы формирует методологию ценообразования шельфовых проектов. Разрабатываются сметные нормы для строительства скважин и объектов обустройства Южно-Киринского и Каменномысского месторождений. Разработанные сметные нормативы на строительство подводных переходов магистральных трубопроводов бестраншейными методами (методами наклонно-направленного бурения, автоматизированной щитовой проходки трубопроводом и трубными секциями) после согласования в ФАУ «Главгосэкспертиза России» получают статус государственных элементных сметных норм. В этом году специалисты института приступили к выполнению масштабной разработки сметных нормативов на техническое обслуживание и ремонт электротехнического оборудования (электростанций, распределительных устройств, электродвигателей, трансформаторов и прочего оборудования).

АО «Газпром промгаз» выполняет работы по энергообеспечению производственных объектов ПАО «Газпром». Подготовлены Концепция развития энергоснабжения производственных объектов ПАО «Газпром» на период до 2030 года и Комплексная целевая программа (КЦП) реконструкции и технического перевооружения объектов энергетики ПАО «Газпром» на 2024–2028 годы, утвержденные Правлением ПАО «Газпром». КЦП разработана на основе математической модели оценки 16 показателей технологической результативности, безопасности и экономической эффективности мероприятий. Реализация мероприятий Программы направлена на повышение надежности и эффективности систем энергоснабжения производственных объектов ПАО «Газпром».

Институт проводит прикладные исследования мировых трендов развития энергетики, связанных с возобновляемыми источниками энергии, энергопереходом на низкоуглеродистую и безуглеродную энергетику. В 2021–2022 годах по заказу ПАО «ТГК-1» выполнены исследования возможностей производства в промышленных масштабах «зеленого» водорода с использованием электроэнергии ГЭС Кольского полуострова. В комплексе, с участием отечественных производителей, выполнена оценка вариантов и сроков создания технологической базы производства, транспортировки и хранения водорода. Проработаны вопросы возможной взаимосвязи проекта производства водорода с программами перевода общественного транспорта г. Санкт-Петербурга на экологически чистые виды топлива. Предложены инфраструктурные решения, которые могут, в том числе, способствовать развитию арктических районов СЗФО.

АО «Газпром промгаз» с 2014 г. занимается разработкой и актуализацией схемы теплоснабжения города Санкт-Петербурга по договору с ПАО «ТГК-1», в том числе и в рамках Соглашения о сотрудничестве между Санкт-Петербургом и ПАО «Газпром». Схема является документом стратегического планирования, содержит предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования систем теплоснабжения, их развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Работа представлялась на конкурс и была отмечена РААСН как лучшая научно-практическая работа, коллектив авторов награжден золотыми медалями.

Подводя итоги, специфику института вижу в широком спектре компетенций, что позволяет оперативно реагировать на вызовы, своевременно переориентироваться на решение актуальных задач, возникающих перед газовой отраслью, и находить их эффективное решение.

Какие результаты работы института, полученные на современном этапе его развития, Вам бы хотелось выделить?

– Результаты работы по развитию газоснабжения и газификации регионов России измеряются количеством новых потребителей, прежде всего населения, которые получили возможность использования природного газа – самого технологичного и экологически чистого вида топлива. За время начала работ по реализации пилотных проектов газификации администрацией ПАО «Газпром», ООО «Газпром межрегионгаз» и другими дочерними организациями проделана огромная работа, которую можно оценить увеличением уровня газификации с 42 до 74% по состоянию на 01.01.2024. Коллектив института гордится тем, что в достигнутом результате есть доля и его труда.

ПАО «Газпром» первым в России начал опытно-промышленную добычу метана из угольных пластов в Кузбассе. По результатам экспериментальных работ, выполненных на научном полигоне в Кемеровской области, институтом разработаны научно-методические, технологические и нормативные основы добычи метана из угольных пластов. На основе разработанной методики подсчета запасов метана в угольных пластах, утвержденной ФБУ «ГКЗ» Министерства природных ресурсов, институтом впервые в России определены запасы метана в угольных пластах промышленных категорий и учтены в Государственном балансе по запасам. Обоснованы включение метана угольных пластов в «Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод» как самостоятельного полезного ископаемого и освобождение от налога на добычу полезных ископаемых в Налоговом кодексе Российской Федерации для стимулирования его добычи.

Также отмечу разработанную институтом проектную документацию по обустройству 16 офисных бизнес-центров, включая МФК «Лахта центр», для размещения подразделений ПАО «Газпром» и дочерних организаций в г. Санкт-Петербурге.

Какие перспективные направления исследований и работ института Вы видите?

– Будут продолжены работы по развитию газоснабжения и газификации регионов России. В следующей пятилетней Программе 2026-2030 основное внимание должно быть уделено субъектам РФ с уровнем газификации населения ниже целевых средних значений, установленных в Энергетической стратегии развития России на период до 2035 года, а также субъектам РФ, входящим в состав Дальневосточного федерального округа, на территории которых развивается Восточная система газоснабжения (ВСГ). Под эгидой Минэнерго России будем участвовать в работах по повышению качества и научно-технического уровня разработки перспективных региональных топливно-энергетических балансов, их синхронизации с региональными схемами газоснабжения и газификации, межрегиональными и региональными программами газификации

жилищно-коммунального хозяйства, промышленности и других организаций. В результате этих работ сводные показатели документов долгосрочного стратегического планирования развития газоснабжения и газификации регионов должны соответствовать целевым показателям в Энергетической стратегии развития России и Генеральной схеме развития газовой отрасли и наоборот.

Большее внимание будет уделено технико-экономическим исследованиям автономной газификации сжиженным природным газом населенных пунктов, значительно удаленных от объектов ЕСГ и ВСГ. В результате строительства объектов газификации протяженность распределительных сетей с 2000 года увеличилась почти в 4 раза и по результатам выполнения Программы 2021–2025 с учетом проводимых работ по догазификации превысит 1 млн 300 тыс. км. Актуальной становится задача совершенствования нормативной базы для повышения надежности и безопасности эксплуатации распределительных газопроводов, а также снижения эксплуатационных расходов для минимизации тарифных последствий.

Планируем продолжить разработку Генеральных схем газоснабжения и газификации стран ближнего зарубежья. Масштабную работу предстоит выполнить в Московском регионе, включая участие в разработке Энергетической стратегии г. Москвы на период до 2040 года в части обоснования перспектив развития газоснабжения, разработку Схемы внешнего газоснабжения г. Москвы, Генеральной схемы развития газоснабжения и газификации, Программы газификации ЖКХ, промышленных и иных организаций, схем газоснабжения более 1700 н.п. в Московской области.

ПАО «Газпром» поставлена задача по разработке технического предложения создания ЭГПА мощностью 16, 25 и 32 МВт на основе исследований современного состояния в области производства и эксплуатации ЭГПА, результатов патентного поиска. Выполнение работы поручено АО «Газпром промгаз» с привлечением ФГУП «Крыловский государственный научный центр» в части анализа возможности разработки электропривода и всех вспомогательных систем, перспективы использования в качестве привода электродвигателя с анизотропной магнитной проводимостью ротора, подготовки предложений по структурным схемам привода и преобразователя частоты. Также планируется участие АО «Невский завод» для проработки обликов ЭГПА в герметичном и блочном исполнениях, вопросов изготовления активного магнитного подвеса.

Для нужд ПАО «Газпром» будут выполнены научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по применению систем накопления электрической энергии в составе генерирующего оборудования систем электроснабжения ПАО «Газпром». Основными задачами являются повышение бесперебойности питания нагрузки, обеспечение оптимальных режимов работы генераторных установок с целью экономии ресурса, снижение расходов топлива и средств на проведение технического обслуживания и ремонтов агрегатов, повышение КПД, обеспечение высокоманевренного резерва мощности, замещающего дополнительные генераторные агрегаты в составе электростанций собственных нужд, обеспечение заданных показателей качества электрической энергии.

Анализ данных климатических наблюдений показывает более интенсивный рост температур наружного воздуха в последние несколько десятилетий, в т.ч. в теплый период года. Продолжительность и градусы сутки отопительного периода устойчиво сокращаются, периода охлаждения – растут. Данные факторы увеличивают спрос на холод и способствуют развитию систем холодоснабжения. В этом году в южных регионах период экстремального и длительного повышения температуры окружающего воздуха сопровождался аварийными отключениями в электрических сетях из-за перегрузок, вызванных массовым включением кондиционеров. Анализ мирового опыта показывает высокую эффективность систем централизованного производства холода. Например, станция Katri Vala, осуществляющая централизованное тепло- и холодоснабжение города Хельсинки общей мощностью 150 МВт, из которых 90 МВт – вырабатываемое тепло, а 60 МВт – холод. Тепловая энергия этой станции покрывает до 10 % нужд центрального отопления и 40% – центрального кондиционирования мегаполиса. По оценкам, внедрение централизованного охлаждения способствует сокращению потребления электроэнергии для целей охлаждения на 90%. Институт выполнит технико-экономические исследования централизованного производства холода в крупных городах на промышленных площадках районных котельных и ТЭЦ с использованием парокompрессионных или абсорбционных холодильных машин, позволяющих вырабатывать холод в теплый период года.

Наше Общество входит в число немногих компаний Группы Газпром, преодолевших 75-летний рубеж. Уверен, что опыт и высокая квалификация специалистов АО «Газпром промгаз» еще долгие годы будут востребованы в газовой отрасли.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ АО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» ПРИ СТРУКТУРНОЙ ПЕРЕСТРОЙКЕ ТЭК РОССИИ

Варламов Н.В., первый заместитель генерального директора АО «Газпром промгаз», к.э.н.

Происходящий в настоящее время процесс структурной перестройки топливно-энергетического комплекса (ТЭК) нашей страны связан с мировыми тенденциями трансформации энергетики под влиянием научно-технического прогресса при существующих вызовах экологической, энергетической и экономической безопасности государств.

Технологический переход мировой и отечественной энергетики направлен на повышение энергоэффективности, цифровизацию, децентрализацию, декарбонизацию и диверсификацию энергетических объектов. В соответствии с этим, свою практическую деятельность специалисты нашей организации связывают с отмеченными выше направлениями, опираясь как на известные научно-технические достижения в энергетике, так и разрабатывая свои собственные инновационные подходы, модели и методики расчета, нормативы и схемные решения.

Наиболее значимые работы АО «Газпром промгаз» энергетической направленности и их характеристики с позиций энергоперехода, приведены в таблице 1.

При современных требованиях диверсификации и перехода на более экологичные виды топлива [6,7,8] осуществляется поиск новых технических решений, соответствующих этим условиям с одновременным повышением экономических показателей функционирования энергетических систем за счет cogeneration. К новым создаваемым продуктам на промышленных предприятиях газовой отрасли могут добавиться электроэнергия, водород и кислород, метано-водородные смеси (МВС), область использования которых состоит в их применении для собственных нужд и/или продажи, а также добавление водорода в транспортируемый по магистрали природный газ (ПГ) для получения более ценного продукта.

Комплексный подход к вопросам энергоснабжения [1,3,4,9,10] позволяет достичь более высоких показателей энергоэффективности, а также обеспечить энергоресурсами собственные нужды.

Большинство ГТУ в номинальном режиме имеют температуру выхлопных газов в диапазоне 320–520 °С, а КПД – 24–35%. При этом утилизационный потенциал тепла выхлопных газов оценивается в 836 млн ГДж/год, который может быть использован для нужд теплоснабжения и выработки электроэнергии, и оценивается порядка 54,3 млн ГДж/год в отпуске тепла и 27,3 млрд кВт·ч/год в отпуске электроэнергии [3]. Возрастающая стоимость энергетических ресурсов, требования по энергобезопасности и к снижению выбросов парниковых газов формируют последовательный переход на схемные решения, обеспечивающие комплексное использование ВЭР и cogeneration различных энергетических продуктов.

Дополнительно к существующей схеме КС возможно добавить: ДГА, использующий избыточное давление ПГ МГ для выработки электроэнергии; ТН для съема тепла от

Таблица 1

Наиболее значимые работы АО «Газпром промгаз» энергетической направленности и их характеристики с позиций энергоперехода

№ п/п	Наименование работ	Особенности учета позиций энергоперехода
1	Разработка концепции использования возобновляемых источников энергии ОАО "Газпром" на основе анализа опыта подобной деятельности глобальных энергетических компаний	Обоснование рационального использования безуглеродных источников энергии на объектах «Газпром»
2	Исследование возможности производства и использования водорода на ТЭЦ, ГЭС	Оценка условий применения на основе экономико-математических моделей с обоснованием стоимостных и объемных показателей.
3	Разработка стандартов ПАО «Газпром», регламентирующих требования к энергетическому оборудованию	Продвижение современного энергоэффективного оборудования и технологий энергосбережения
4	Разработка Концепции развития энергоснабжения производственных объектов ПАО "Газпром" на период до 2030 года. Разработка общих требований к составу и функциям энергокомплексов производственных объектов	Рассмотрение энергокомплексов как совокупность функционально связанных энергосистем для электро-, тепло-, водоснабжения и др. Научное обоснование приоритетов в развитии систем энергоснабжения в условиях энергоперехода
5	Разработка и актуализация Комплексных целевых программ реконструкции и технического перевооружения объектов энергетики ПАО «Газпром» до 2030 года	На основе разработанной математической модели с оценкой по 16 показателям результативности и эффективности осуществлен выбор приоритетных мероприятий, направленных, с учетом энергоперехода, на более эффективное решение вопросов обеспечения энергоснабжения производственных объектов «Газпром»
6	Применение систем накопления электроэнергии в составе генерирующего оборудования систем электроснабжения производственных объектов ПАО «Газпром»	Применение нового класса оборудования, развивающегося при энергопереходе, позволяющего снизить установленную мощность генерирующего оборудования и повысить энергоэффективность
7	Формирование и актуализация Топливо-энергетических балансов субъектов Российской Федерации.	Анализ, с учетом структурной перестройки топливно-энергетического комплекса (ТЭК) нашей страны, производства, экспорта, импорта, потребления и преобразования энергетических ресурсов субъектов Российской Федерации и формирование на этой основе ТЭБ субъектов РФ
8	Разработка и корректировка Генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации.	Активное продвижение мало углеродных, экологически более чистых и энергоэффективных технологий за счет использования природного газа
9	Разработка и актуализация Схем и электронных моделей тепло- и водоснабжения городов Российской Федерации	Развитие цифровизации и применение, на этой основе наиболее энергоэффективных решений

компримированного ПГ и использование его в контуре ORC; резервный котел, который обеспечивает работу контура ORC из условий выработки энергии для обеспечения собственных нужд (СН) в аварийных ситуациях. Резервный котел может использоваться для утилизации маслосодержащих сбросов КС, а также совместно с модулем ORC для обеспечения энергоснабжения площадки строительства КС.

Выполненные в [4] анализ и расчеты таких новаций показали, что подобное схемное решение позволяет повысить общий КПД КС с 18,4 % до 26,2 %, обеспечив в то же время энергоснабжение станции и энергобезопасность за счет наличия котельной для ORC на альтернативном топливе. Вместе с тем, подобное предложение требует дополнительного анализа экономической целесообразности и особенностей эксплуатации такого оборудования в конкретных условиях размещения КС.

К проблемам внедрения ДГА на существующих КС следует отнести сложности синхронизации потоков электроэнергии от ДГА с уже существующей системой генерации и потребления электроэнергии на КС, что не всегда позволяет полностью использовать потенциал избыточного давления природного газа. В этой связи, целесообразно разработать технологии, позволяющие более полно использовать имеющийся потенциал избыточного давления газа и ВЭР. Решение этой задачи может быть в создании на КС потребителя электрической энергии, который мог бы максимально полно использовать вырабатываемую электроэнергию от ДГА. Таким потребителем может стать [3] электролизерная установка, позволяющая дополнительно вырабатывать на КС новые продукты с большей прибавленной стоимостью: водород, кислород и метано-водородные смеси. Экспертная оценка, выполненная авторами в [3], показала, что при комплексном подходе стоимость получения таким образом водорода на КС значительно ниже стоимости других способов выработки водорода и составляет порядка 84,54–92,5 руб. за кг.

Диверсификация функций парка ГРС ПАО «Газпром», составляющего около 4000 единиц, предусмотрена реализуемыми в настоящее время документами ПАО «Газпром» [11,12,13 и др.]. Для этого в качестве целей технической реконструкции ГРС обозначено расширение спектра технических и технологических решений для производства новых продуктов, каковыми могут быть выработка СПГ, электроэнергии и холода путем использования потенциальной энергии транспортируемого природного газа.

Новый порядок создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, утвержденный Приказом Минэнерго России от 27.11.2020 г. №1062 (вступил в силу 01.03.2022 г.), предусматривает, в том числе, использование запасов СПГ в качестве резервного и аварийного топлива. Анализ наиболее перспективной технологии малотоннажного производства СПГ показывает, что преимущество, при технической возможности, следует отдать технологии сжижения природного газа на ГРС, основу которой составляет использование перепада давлений между магистральным и распределительным трубопроводом (термодинамические циклы с внутренним охлаждением газа). В этой технологии существенно снижаются дополнительные затраты энергии на сжижение газа, и себестоимость СПГ определяется, в первую очередь, стоимостью тех-

нологического оборудования. Обоснование схемных решений по применению СПГ в качестве резервного топлива приведено в [14].

Для устойчивого снабжения автоматизированных ГРС нового поколения (АГРС-НП) тепловой и электрической энергией в автономном режиме необходимы установки, работающие на потенциальной энергии перепада давления и/или использующие возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Совокупность создаваемых с этой целью инновационных энергетических систем [15] позволяет [2,10] повысить надежность энергоснабжения ГРС и исключить выбросы окислов углерода на них за счет отсутствия систем, использующих органические виды топлива.

Президент России Путин В.В. в ежегодном послании федеральному собранию озвучил планы цифрового развития страны, объявил о реализации нацпроекта «Экономика данных». ИТ-инвестиции должны вдвое превзойти темпы роста экономики. К 2030 году совокупная мощность отечественных суперкомпьютеров должна увеличиться в 10 раз.

Российские ИТ-компании анонсировали масштабные планы по строительству дата-центров в регионах России. Центры обработки данных (ЦОД), состоящие из большого количества вычислительной техники и разнообразного согласующего оборудования, потребляют большую электрическую мощность и, как следствие, требуют мощных систем кондиционирования для поддержания заданной температуры в ЦОД.

Небольшие ЦОД выделяют до 300 кВт тепла, средние — до 1 МВт, крупные — до 5 МВт.

Полезное использование бросовой тепловой энергии ЦОД существенно повысило бы энергетическую эффективность. Строительство ЦОД рядом с ГРС позволило бы с одной стороны использовать бросовое тепло ЦОД для подогрева ПГ, а с другой стороны, обеспечить ЦОД дешевой электроэнергией вырабатываемой ДГА на ГРС.

Результаты расчета характерного примера представлены в таблице 2.

Таблица 2.

Результаты расчета характерного примера

Наименование параметра	Малые ЦОД	Средние ЦОД	Большие ЦОД	Мега ЦОД
Выделяемое тепло ЦОД, кВт, (Q_T)	300	1000	5000	200000
Температура теплоносителя на выходе системы охлаждения ЦОД, °С	20	20	20	20
Температура теплоносителя входе в систему охлаждения ЦОД, °С	5	5	5	5
Расход теплоносителя, кг/ч	877,62	2925,40	14627,01	58508,04
КПД теплообменников (ТО)	0,85	0,85	0,85	0,85
Тепло, передаваемое ПГ в теплообменнике ($Q_{ПГ}^{\text{теп}}$), кВт	255,00	850,00	4250,00	17000,00
Расход ПГ через ДГА ($G_{дга}$), м ³ /ч	10920,12	36400,40	182002,02	728008,09
Мощность ДГА, $N_{дга}$, кВт	230,54	768,45	3842,26	15369,06

Оценка себестоимости вырабатываемой электроэнергии представлена в таблице 3.

Таблица 3.

Оценка себестоимости вырабатываемой электроэнергии

Наименование показателей	Ед. измерения	Значение
Мощность ДГА	кВт	230,54
Мощность ТО	кВт	255,00
Удельные капитальные затраты в ДГА	руб./кВт	18 030,00
Удельные капитальные затраты в ТО	руб./кВт	2 500,00
Капитальные вложения в ДГА	тыс. руб.	4 156,64
Капитальные вложения в ТО	тыс. руб.	637,50
Общие капитальные вложения (КВ)	тыс. руб.	4 794,14
Удельные эксплуатационные затраты, 5 % от КВ	%	0,05
Годовые эксплуатационные затраты	тыс. руб.	239,71
Стоимость оборудования, 50% от КВ	тыс. руб.	2 397,07
Налог на имущество	тыс. руб.	47,94
Амортизационные отчисления	тыс. руб.	119,85
Годовые затраты	тыс. руб.	407,50
Выработка электроэнергии	тыс. кВт·ч	2 019,53
Выработка холода	тыс. кВт·ч	2 233,80
Себестоимость электроэнергии от ДГА	тыс. кВт·ч	0,20

Таким образом, при комплексном подходе возможно обеспечить необходимые холодильную и электрическую мощности ЦОД при использовании ДГА на ГРС. При таком решении значительно снижаются затраты на энергообеспечение ЦОД без выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Выводы:

1. Энергопереход формирует новые тренды для развития энергетики и экономики нашей страны. Диверсификация функций энергетических объектов газовой отрасли предусмотрена реализуемыми в настоящее время документами ПАО «Газпром» и является важным этапом освоения новых и в перспективе востребованных энергетических продуктов.
2. Проведенный анализ показал большой потенциал повышения энергоэффективности энергетических объектов газовой отрасли. Комплексный подход оказывает синергетический эффект и позволяет получать энергоносители (электроэнергию, СПГ, МВС, водород, холод) с большей прибавочной стоимостью и по цене ниже рыночной.
3. Совместное использование энергетических ресурсов объектов газовой отрасли и ЦОД позволяет создать дополнительные мощности по выпуску инновационных для газовой промышленности продуктов и более эффективно использовать оборудование и земельные участки.

Литература

1. Аксютин О.Е. Повышение энергетической эффективности магистрального транспорта газа ПАО «Газпром» на основе реализации высокоэффективных технологий утилизации тепловой энергии выхлопных газов газотурбинных установок газоперекачивающих агрегатов / О.Е. Аксютин, А.Г. Ишков, Г.А. Хворов и др., // Газовая промышленность. Спецвыпуск. 2017. № 1 (750). С. 64–69.
2. Михаленко В.А., Савин А.А., Дистанов А.Ю., Лигачев А.В., Алимов С.В., Тарасов В.В. Новые горизонты технического развития газораспределительных станций // Газовая промышленность. - № 5 (800), 2020. - С.52-57.
3. Бронников А.Н., Кайдаш А.С., Коноплев Т.Ф., Шаповало А.А., Аверьянов В.К., Блинов А.Н. Резервы повышения эффективности компрессорных станций ГТС России в условиях современного энергоперехода // Наука и техника в газовой промышленности, №3 2022г. С.79-93.
4. Кайдаш А.С. Анализ энергоэффективности и энергетического потенциала компрессорной станции для обеспечения тепловой и электрической энергией ее собственных нужд/ Кайдаш А.С., Коноплев Т.Ф., Назаров И.В., Шаповало А.А., Аверьянов В.К., Блинов А.Н. // Наука и техника в газовой промышленности. 2021. № 4. С. 92–105.
5. Кулагина О.В. Повышение энергоэффективности системы газоснабжения при внедрении энергохолодильных комплексов // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа, 2016 г, С. 231.
6. Аксютин О., Ишков А., Романов К., Тетеревлев Р. Метан, водород, углерод: новые рынки, новые возможности, «НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ» №1-2/2021, С. 40 – 47.
7. Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Романов К.В., Тетеревлев Р.В. Метано-водородная энергия для низкоэмиссионного развития, Газовая промышленность, № 11 / 777/ 2018 г. С. 120-125.
8. Аверьянов В.К., Блинов А.Н., Давыдов О.А., Самойлов Р.В. Диверсификация функций газораспределительных станций как способ повышения энергоэффективности и экологизации энергоносителей в газотранспортной системе // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2022 – № 4 – С. 32–38.
9. Фокин Г.А. Комплексные энерго- и ресурсосберегающие решения, применяемые на объектах ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» / Фокин Г.А., Забелин Н.А., Иванов В.М., Смирнов М.В. // Газовая промышленность. 2018. № 6. С. 20–26.
10. Аверьянов В.К., Елистратов В.В., Давыдов О.А., Кирюхин С.Н., Автономное энерго-снабжение автоматизированных газораспределительных станций нового поколения, СОК №12, 2021г. С.58-65.
11. Программа инновационного развития ПАО «Газпром» до 2025 года (утв. решением Совета директоров ПАО «Газпром» от 01.12.2020 № 3513).
12. Программа внедрения турбодетандерных установок на ГРС ПАО «Газпром», РД 03-42 от 02.04.2021.
13. Программа по внедрению турбодетандерных установок на ГРС для получения сжиженного природного газа и для выработки электроэнергии (утв. 22 марта 2016 г. Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым).

14. *Обоснование целесообразности использования установок сжижения природного газа в качестве источника пикового и резервного топлива для ГТ -ТЭС и ПГУ –ТЭС. /В.К. Аверьянов, А.Н. Блинов, В. А. Митрофанов, В.К. Хаев, А.А. Цвик. /№ 02(52) 2016, ГАЗИНФОРМ, с. 52-57.*

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ И ТЕНДЕНЦИИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

Сендеров С.М., заместитель директора, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Оценивается потенциальная ситуация с выполнением важнейшего требования энергетической безопасности (ЭБ) России, касающегося надежного обеспечения внутреннего потребительского спроса на первичные топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) с учетом возможностей по экспортным поставкам российского газа до 2035 г. При этом, что касается экспорта газа в условиях существующих санкций, приходится отвечать на вопрос: каковы могут быть принципиально возможные объемы экспорта российского газа?

Вопросы относительно требований (удовлетворение внутреннего спроса России на первичные ТЭР и потребностей экспорта российского газа) требуют учета: фактических показателей энергетических отраслей России по производству первичных ТЭР, а также объемов экспорта российского газа; результатов качественного анализа факторов, влияющих на реализацию угроз ЭБ России, в т.ч. с учетом действия антироссийских санкций; требований по увеличению доли чистой энергетики.

Наиболее значимые для рассматриваемой перспективы, среди факторов влияющих на реализацию угроз ЭБ России, следующие:

1. Дефицит инвестиций, в т.ч. связанный с заметным ухудшением ситуации с получением бизнесом «длинных» дешевых заемных средств.
2. Рост трудностей с внедрением наилучших доступных технологий (НДТ), в т.ч. на предприятиях газовой отрасли.
3. Уменьшение возможностей увеличения в балансах регионов и страны в целом доли ВИЭ и водородной энергетики, прежде всего из-за трудностей с инвестициями.
4. Сокращение возможностей по освоению новых месторождений газа и нефти в России (особенно, в труднодоступных дорогих районах) из-за усугубления проблемы инвестиций и уменьшения возможностей внедрения НДТ.
5. Резкое уменьшение возможностей импорта: современного оборудования для газодобычи и магистрального транспорта газа; средств интеллектуализации систем управления функционированием основных производственных объектов энергетических отраслей; современных машин и средств механизации для обустройства новых газовых месторождений и прокладки газопроводов (особенно, в труднодоступных районах) и т.д.
6. Замедление развития в стране газохимической промышленности (из-за трудностей с внедрением НДТ, нехватки инвестиций).

Сегодня, важнейшая угроза ЭБ – недостаток инвестиций в энергетике. Ситуация здесь в значительной степени усугубилась масштабными изменениями условий

экспорта российских углеводородов, начавшимися в 2022 г. Угроза значительного снижения их экспорта на европейские рынки начала реализовываться с природного газа. Следует признать, что сформировавшиеся тенденции в энергозависимых промышленно развитых странах подкреплены активным стимулированием научно-технического прогресса в области энергетики, в т.ч. в развитии атомной энергетики, в использовании нетрадиционных видов ТЭР и ВИЭ. Вполне реально развитие ситуации с существенным снижением возможностей экспорта российских углеводородов в рассматриваемой перспективе. Реализация данных вызовов неминуемо приведет к сокращению валютных поступлений от экспорта российских ТЭР, и тем самым, к сокращению инвестиций для обеспечения устойчивого функционирования и развития отраслей российского ТЭК. В первую очередь, это коснется освоения новых дорогостоящих нефтегазоносных районов.

В сложившейся ситуации, включая установление потолка цен на российскую нефть с декабря 2022 г. и на российские нефтепродукты с февраля 2023 г., ниша для выгодного экспорта российских ТЭР значительно сузилась. Есть серьезные опасения по существенному снижению доходности альтернативных направлений экспорта, к примеру, потенциальное перенаправление потоков природного газа в Китай. С переориентацией «освобождающихся» объемов нефти и газа на производство продукции глубокой переработки (нефте- и газохимия) также есть вопрос. Связан он с необходимостью значительных инвестиций в создание и развитие этих производств, а также с отсутствием ниши на мировых рынках для широкомасштабного экспорта этой продукции глубокой переработки.

На фоне этих тенденций приходится ожидать значительного снижения инвестиций в энергетику России с соответствующим снижением ее перспективных производственных возможностей. Уже за пределами 2025 г. в России может наблюдаться некоторое уменьшение потенциала для обеспечения даже «усеченных» (из-за санкций) экспортных поставок ТЭР, в особенности – природного газа. Казалось бы, что при ограничении экспорта углеводородов имеющиеся в недрах запасы ТЭР тратятся медленней. В то же время, уменьшение инвестирования энергетических отраслей отодвигает сроки освоения новых районов их добычи, сокращая тем самым их перспективные производственные возможности. При определенных условиях может встать вопрос не только об обеспечении природным газом экспортных обязательств, но и об удовлетворении внутренних потребностей.

Отрицательные действия указанных выше факторов будут особенно заметны до 2025 г. Далее, до 2035 г., по мнению авторов, ситуация должна каким-то образом стабилизироваться с уменьшением санкционного давления в части экспорта российских ТЭР, внедрения НДТ в отраслях энергетики и хотя бы частичного возвращения возможностей получения длинных дешевых заемных средств. Такие изменения должны сопровождаться соответствующим ростом ВВП и снижением его энергоемкости, связанным с диверсификацией структуры экономики в направлении развития производства наукоемкой продукции и сферы услуг.

Говоря об учете факторов «изменения климата» при решении проблем обеспечения ЭБ России сегодня, следует отметить, что для России значимость данных климатических факторов пока существенно меньше значимости имеющих место сегодня негативных факторов. В определенной степени снижение углеродного следа в России будет связано с вытеснением некоторых объемов угля из структуры потребления ТЭР за счет сократившихся объемов экспорта природного газа.

ПРИМЕНЕНИЕ НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ОБЪЕКТОВ И ПОСЕЛЕНИЙ В РЕГИОНАХ РОССИИ

Карасевич В. А. к.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Обеспечение надежного энергоснабжения изолированных поселений и объектов в регионах России является важной задачей. Только на территории Дальневосточного федерального округа России расположено более 500 изолированных поселков, в которых проживает более 300 тысяч человек, расположены десятки объектов добычи полезных ископаемых. По данным РЭА Минэнерго, общая установленная мощность в зоне децентрализованного энергоснабжения превышает 1 ГВт по электроэнергии и 200 Гкал/ч по теплу [1]. В 2020 г. был принят Указ Президента Российской Федерации от 05.03.2020 г. № 164 «Об основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 г.», в котором среди приоритетных направлений развития арктических территорий обозначены повышение качества жизни населения и охрана окружающей среды Арктической зоны Российской Федерации. Реализация этих направлений невозможна без развития в арктических регионах низкоуглеродной энергетики.

В составе рабочих коллективов, организованных в РГУ нефти и газа, МФТИ и в рамках инициативных групп, автор принимает участие по ряду работ по повышению надежности энергоснабжения изолированных объектов и поселений и снижению углеродного следа от использования энергии.

Использование ВИЭ в электроснабжении

Применение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для автономного энергоснабжения изолированных поселений (показано на Рисунке 1) наиболее активно развивается в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах, где доставка дизельного топлива на станции наиболее сложна и затратна и где стоимость 1 кВт*ч электроэнергии наиболее высока. Например, в эксплуатации ПАО «Русгидро» находится 5 ветровых электростанций (ВЭС) общей установленной мощностью 3,37 МВт и 23 солнечных электростанции (СЭС) общей установленной мощностью 2,94 МВт, ежегодная экономия дизельного топлива от солнечной энергетики составляет 496 тонн [2].

В команде МФТИ автор участвует в проекте по созданию полярной арктической станции «Снежинка», которая будет расположена за полярным кругом в ЯНАО. «Снежинка» создается как исследовательский комплекс для проведения за полярным кругом междисциплинарных прикладных научных исследований, экспериментов, натурных испытаний передовых разработок в области возобновляемой и водородной энергетики, телекома, новых образцов строительных технологий (в первую очередь, в части мониторинга и термостабилизации вечномерзлых грунтов), робототехниче-

ских средств для сурового климата, медицинских арктических изделий, решений в области продовольственной безопасности. В рамках станции электрообеспечение планируется осуществлять за счет применения ВЭС (до 6-ти ветроагрегатов по 150 кВт) и СЭС (до 300 кВт). В качестве балансирования автономной энергосистемы станции (поддержания в сети напряжения и частоты) планируется использовать литий-ионную батарею мощностью 2,5 МВт*ч. Проект в 2023 году получил положительное заключение Главгосэкспертизы и планируется к реализации в ближайшие годы.

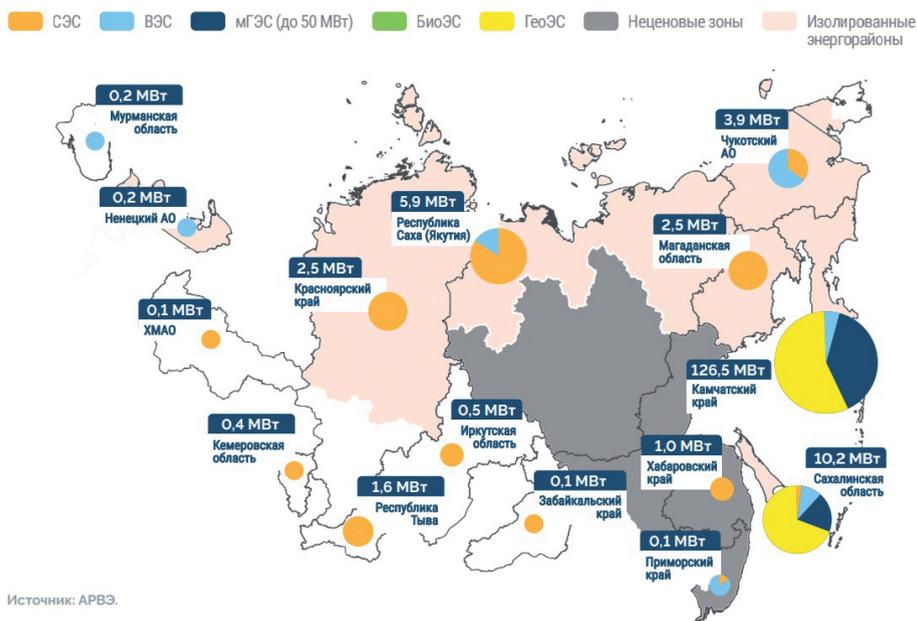


Рис. 1. Распределение автономной генерации по регионам России [3]

Вдоль Северного морского пути (СМП) для энергоснабжения крупных потребителей целесообразно рассматривать применение плавучих и стационарных атомных электростанций, которые разрабатываются ГК «Росатом». Например, в

г. Певек расположена плавучая атомная тепловая электростанция (ПАТЭС) «Академик Ломоносов», в составе которой 2 реактора по 38 МВт установленной электрической мощности каждый. В то же время, проведенное при участии автора исследование показало, что вдоль СМП расположены десятки поселений с потребляемой электрической мощностью менее 10 МВт, применение ПАТЭС для которых нецелесообразно из-за высокой стоимости их эксплуатации. В этом случае, наряду с ветровыми электростанциями, возможно рассмотреть использование небольших гидроэлектростанций приливного, волнового и комбинированного типа.

Использование ВИЭ в теплоснабжении

В России, где в отдельных регионах отопительный сезон продолжается круглогодично, а средний отопительный период составляет примерно 250 дней, сложно представить более важную энергетическую задачу, чем обеспечение промышленных объектов и поселений теплом и горячей водой. Для теплоснабжения изолированных объектов кроме традиционной генерации на добываемом топливе (в случае с добычей природного газа это сам природный газ, в случае добычи нефти это, чаще всего, попутный нефтяной газ) интересным решением могут быть тепловые насосы (ТН, требуют наличия автономной генерации энергии и системы накопления энергии (СНЭ)), СЭС (в том числе с отводом тепла) или ВЭС с дальнейшим использованием электрических котлов и аккумуляторов тепла, а также солнечные коллекторы.

В рамках проекта строительства полярной станции «Снежинка» планируется применение ТН с использованием низкопотенциального тепла находящегося рядом озера. Похожий проект был в 2016 году реализован в Кооперативном квартале г. Мурманска, где для отопления коммерческих помещений был использован ТН установленной мощностью 120 кВт. Автономное солнечное теплоснабжение за счет использования солнечных коллекторов многократно реализовано не только в средней полосе России и в южных регионах, но и за полярным кругом. Например, в вахтовых поселках АК «Алроса» Накын и ПАО «Сургутнефтегаз» Витим стоят солнечные коллекторы установленной мощностью 225 (Рисунок 2, справа) и 18 кВт соответственно. Использование солнечных коллекторов позволяет вывести из эксплуатации котельные в летний период (отопление и горячее водоснабжение обеспечивается за счет солнечных коллекторов), позволяет снизить расход завозимого извне дорогого дизельного топлива и, как следствие, углеродный след от энергоснабжения объектов.



Рис. 2. Примеры систем солнечного теплоснабжения

Интересным решением при возможности использования тепла является применение охлаждаемых солнечных панелей. Эксперименты, проведенные на полигоне МФТИ в Московской области в 2023 году, показали что охлаждаемая солнечная панель электрической мощностью 0,45 кВт способна выдать тепловую мощность до 1,2 кВт. В качестве теплоносителя использовалась вода, которая на выходе из панели нагревалась до 60° (при нагреве самой панели выше 100°). В 2024 году для дальнейших исследований влияния отвода тепла на электрический КПД панели и влияние температуры окружающего воздуха и панели на выдаваемую тепловую мощность и температуру теплоносителя планируется собрать стенд из 3-х охлаждаемых и 3-х стандартных солнечных панелей электрической мощностью 0,45 кВт.

Управление спросом и системы хранения энергии

Важное значение в повышении эффективности и надежности работы автономных энергосистем могут играть локальные системы управления спросом на энергию. В настоящий момент мы разрабатываем программно-аппаратного комплекс, который позволит на основе прогнозов выработки энергии распределять ее через мультиагентные торги между потребителями исходя из их важности для энергосистемы.

Гибкая категорийность потребителей автономной энергосистемы (может быть реализована как категоризация приборов или групп приборов или категоризация отдельных потребителей) заключается в том, что для каждого реального прибора (потребителя) создается его виртуальный агент в котором, исходя из оптимальных режимов потребления прибора (потребителя) и его важности для энергосистемы, закладывается его торговая политика на виртуальной бирже электроэнергии. Важным моментом является то, что виртуальная биржа не является торгово-финансовым механизмом, а используется для справедливого распределения энергоресурсов исходя из оптимальной работы приборов (потребителей) в данный момент.

В настоящий момент создается стенд для отработки программно-аппаратного комплекса в однофазном исполнении, с целью проведения исследования проводится работа по созданию моделей производителей и потребителей электроэнергии. Например, разработан прототип динамической зарядки электромобиля, которая позволяет отправить на батареи электромобиля только ту энергию, которая была определена для него в ходе виртуальных торгов (вне зависимости от мощности зарядной станции и без использования промежуточных накопителей энергии). В настоящий момент планируется протестировать зарядку на электромобиле, одновременно на базе оборудования электромобиля Ниссан Лиф (система управления зарядом + батарея) создается эмулятор электромобиля. Полученный на батареи заряд будет через разрядный модуль (в разработке) возвращаться обратно в сеть. Еще один разрабатываемый модуль (возможно, два модуля) позволят сбросить избыточную электроэнергию на балластную нагрузку. В настоящий момент есть наработки балластной нагрузки в виде котла (жидкостная) и твердотельного аккумулятора (на основе пластин из талькомагнезита).

Водород как СНЭ и на транспорте

Водород играет большое значение в экономике России, в таких отраслях как нефтепереработка, газохимия, металлургия. Общее производство и потребление водорода в стране достигает 5,5 млн тонн, что делает Россию одной из крупнейших водородных стран мира (5 место после КНР, США, ЕС и Индии). При средних инвестициях в водородные проекты до 15 млрд рублей в год в 2012 – 2021 году и критичной нехватки технологий и оборудования начиная с 2022 года, отрасль столкнулась с необходимостью разработки российских технологий и оборудования как по паровой конверсии и, возможно, пиролиза метана (для крупно- и среднетоннажного производства водорода), так и по производству водорода низко- и высокотемпературным электролизом (для средне- и малотоннажного производства водорода). В настоящий момент потребность в водородных установках до 2030 года можно оценить в 1–1,5 млн тонн H₂ в год до 2030 года.

В то же время параллельно «большому» водороду в России реализуются, в том числе и с участием автора, проекты по использованию водорода в энергетике и на транспорте. В энергетике можно отметить проекты МФТИ «Снежинку», два водородных полигона МФТИ в Сахалинской и Московской области. В рамках «Снежинки» использование водородных систем хранения энергии (СНЭ) мощностью до 85 МВт*ч.

В рамках полигона в Московской области (должен переехать на «Снежинку» после окончания ее строительства) на пилотных установках в контейнерном исполнении отрабатываются решения по производству, хранению, транспортировке и использованию водорода. В рамках сахалинского полигона (создан МФТИ совместно с регионом и компаниями-партнёрами), где водород производится от СЭС в Южно-Сахалинске мощностью 300 кВт, отрабатывается использование водорода для автономного энергоснабжения вышки сотовой связи, заправки муниципального водородного транспорта (на примере водородных автомобилей «Газель» и «Урал»), использование водорода в качестве СНЭ в комбинации с проточными редокс батареями, использование водорода для энергоснабжения (совместно с мобильной СЭС).

В МФТИ при участии компаний партнеров разработан водородный арктический вездеход «Русак» с заправочной инфраструктурой на давление до 700 бар (Рисунок 3), ведется работа совместно с Сахалинской областью и БелАЗ по использованию водорода для заправки карьерных самосвалов БелАЗ. Автомобили в водородном исполнении в последние годы также были представлены ПАО «КамАЗ» (автобус и грузовой автомобиль), ПАО «ГАЗ» (автобус, коммерческий автомобиль «Газель», АО «Автомобильный завод «Урал» (грузовой автомобиль), НАМИ (легковой автомобиль AURUS). Водородные «Газель» и «Урал» планируется испытать в рамках сахалинского полигона МФТИ. Работу по водородному автотранспорту также ведут МГТУ имени Н. Баумана, другие институты и научные центры. (См. рис. 3)

Водородным речным транспортом занимается АФК «Система» (в 2023 году на воду спущен первый катамаран), водородными БПЛА занимаются МФТИ, АФК «Система», другие институты и организации.

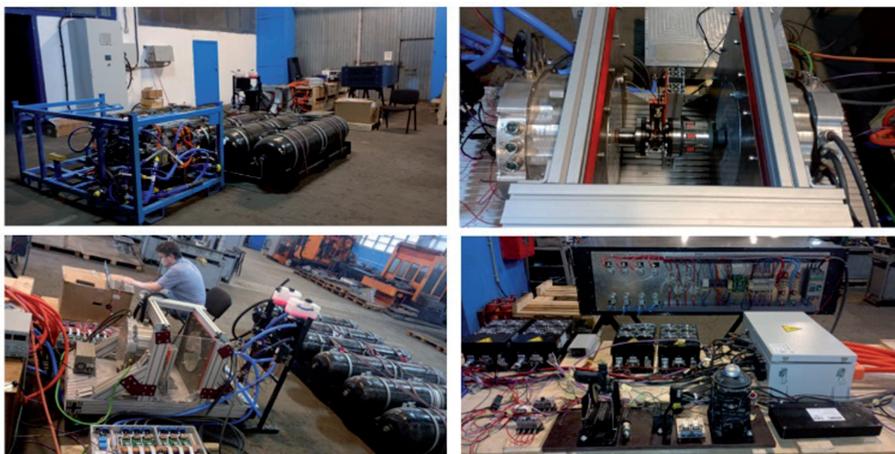


Рис. 3. Водородный вездеход «Русак» [4]

Заключение

В России на сегодняшний день насчитывается более 500 изолированных поселений и десятки изолированных объектов (в том числе, объекты ресурсодобывающих предприятий), в которых проживают более 300 тысяч человек. Одновременно идет развитие арктических территорий вдоль Северного морского пути, что создает дополнительную потребность к решениям по автономному энергоснабжению.

Развитие автономной низкоуглеродной генерации, в том числе и применение рассмотренных в статье решений, позволяет повысить надежность энергоснабжения изолированных объектов и поселений (за счет сочетания локальной генерации и генерации на привозном топливе), снизить затраты на поставки топлива за счет уменьшения в энергобалансе дорогого из-за сложной логистики дизельного топлива, снизить углеродный след энергообеспечения.

Литература

1. В.А. Карасевич, Ю.В. Васильев, В.М. Негримовский «Перспективы автономного энергоснабжения изолированных объектов и поселений в арктических регионах РФ с применением водородных технологий». Журнал «Энергетическая политика» №9 (188), 2023 год, стр. 62 – 69, <https://energypolicy.ru/perspektivy-avtonomnogo-energосnabzheniya-izolirovannyh-obektov-i-poselenij-v-arkticheskikh-regionah-rf-s-primeneniem-vodorodnyh-tehnologij/regiony/2023/14/12/>;
2. Официальный сайт ПАО «РусГидро», <https://rushydro.ru/activity/production/>;
3. Обзор АРВЭ «Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития – 2024», <https://www.rreda.ru/products/yearly-reviews/review-2632/>;
4. Официальный сайт МФТИ, [https://mipt.ru/news/mfti-predstavil-pervyy-rossiyskiy-vezdekhod-na-vodorode/](https://mipt.ru/news/mfti-predstavil-pervyy-rossiyskiy-vezdekhod-na-vodorode;);

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОТБОРУ МЕРОПРИЯТИЙ В КОМПЛЕКСНЫЕ ЦЕЛЕВЫЕ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ЗА СЧЕТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТРЕНДА ИНДЕКСА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА К РАЗВИТИЮ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Шаповало А.А., начальник Управления ПАО «Газпром»,

Сербин Ю.В., главный научный сотрудник НТЦ «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»

В связи с изменением геополитической обстановки планируется существенное увеличение объема поставок природного газа в рамках целого ряда проектов расширения Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России. Одним из таких проектов расширения ЕСГ является «Южный коридор» для увеличения подачи природного газа в газопровод «Южный поток». Проектом предусмотрена реконструкция существующих и строительство новых производственных объектов в коридорах магистральных газопроводов Западного и Восточного маршрутов в восьми субъектах РФ.

Изменение состава и параметров технологического оборудования компрессорных станций и вдольтрассовых потребителей формирует новые требования к объектам энергетики в части увеличения потребления электрической и тепловой энергии, исходной воды и объемов стоков при одновременном обеспечении заданных требований по качеству поставляемых энергоресурсов и эффективности функционирования систем электроснабжения, теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения групп реконструируемых производственных объектов.

Необходимость эффективного решения поставленной задачи по развитию объектов энергетики определяет следующую последовательность работ:

- анализ состояния, темпов развития, объемов и условий обеспечения реконструируемых производственных объектов газовой отрасли внешними системами энергоснабжения;

- оценка состояния и технического уровня совокупности существующих объектов энергетической инфраструктуры газовой отрасли, обеспечивающих энергоресурсами рассматриваемые производственные объекты;

- разработка рационального комплексного решения по эффективной реконструкции и новому строительству объектов энергетики на базе перспективного, доступного в условиях санкций энергетического оборудования и оборудования автоматизации, с целью обеспечения изменившихся требований к энергетике и безусловного решения производственных задач, связанных с поставками природного газа потребителям.

Дополнительными факторами, которые требуется учитывать при разработке решения по реконструкции и новому строительству энергетической инфраструктуры реконструируемых производственных объектов, являются финансовые и временные ограничения.

Решение такой комплексной многокритериальной оптимизационной задачи требует использования цифровой системы поддержки принятия решений (СППР). Подобная СППР разработана авторами и в настоящее время проходит апробацию в рамках разработки Комплексных целевых программ реконструкции и технического перевооружения объектов энергетики газовой отрасли.

Разработанная СППР позволяет подготовить структурированную информацию для принятия всесторонне обоснованного решения по составу и срокам реализации программы развития энергетической инфраструктуры путем формирования трендов на период ее коммерческого использования, включая тренды:

- индексов технического состояния (с разбивкой их на составляющие по семи комплексным критериям) на основе анализа состояния и технического уровня существующих энергетических объектов и объектов внешней энергетической инфраструктуры;
- требуемых объемов капитальных вложений в развитие энергетической инфраструктуры производственных объектов (в вариантах состава и сроков реализации мероприятий развития объектов энергетики);
- величин рисков от несоответствия объектов энергетики выдвинутым для безусловного выполнения производственных задач требованиям.

Рассматриваемые тренды показателей существующих и перспективных решений объектов энергетической инфраструктуры рассчитываются по математическим моделям применительно к различным сценарным условиям ведения газового бизнеса, включая ограничения на сроки ввода производственных мощностей и финансирование.

Ключевыми особенностями разработанной СППР является следующее:

- определение минимально достаточных требований к энергокомплексу группы производственных объектов, выбранному для увеличения объемов поставки товарной продукции. Требования определяются на основе анализа сценарных условий и целевых показателей, а также технических решений по развитию технологической части производственных объектов;

- определение достаточного перечня перспективных организационно-технических решений по реконструкции и новому строительству. Перечень определяется на основе материалов Концепции развития энергетики производственных объектов ПАО «Газпром» на период до 2030 года с учетом состояния и уровня развития объектов существующей внешней и внутренней энергетической инфраструктуры для различных сценарных условий развития производственных объектов;

- включение в состав СППР математического обеспечения, позволяющего формировать рациональное решение по развитию энергетической инфраструктуры на основе аппарата извлечения прецедента. Прецедент определяется с учетом величин рисков от несоответствия существующей энергетической инфраструктуры изменившимся требованиям, необходимым затратам на доведение технического уровня объектов энергетики до новых требований, ограничений на сроки и объем финансирования программ развития для различных сценарных условий.

Применения разработанной СППР для разработки рационального решения по

развитию энергетической инфраструктуры на примере объектов магистрального газопровода Восточного маршрута в зоне ответственности одного из дочерних обществ показал возможность снижения (без ущерба надежности и безопасности функционирования объектов) установленной мощности источников электроснабжения на 15%, источников теплоснабжения на 20%, что позволяет уменьшить объем финансирования программы развития в целом на 12%.

Представление трендов, составляющих индекса технического состояния, экономических показателей и величин рисков от несоответствия энергетических комплексов в перспективе периода коммерческого использования рассматриваемой группы производственных объектов для предложенных вариантов сценарных условий является перспективной основой повышения эффективности процесса управления развитием энергетической инфраструктуры производственных объектов газовой отрасли.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДАТА-ЦЕНТРОВ

Юдин А.К., АО «Газпром промгаз»

Согласно [1], суммарная мощность дата-центров (или ЦОД – центров обработки данных) в России превысила 500 МВт в 2021 г.; по состоянию на 2024 г. эта величина равняется 800 МВт (рис. 1). Таким образом, ежегодный прирост потребляемой мощности в отрасли хранения данных составляет не менее 100МВт/год. Известно, что практически вся электроэнергия, потребляемая основным оборудованием дата-центров, преобразуется во вторичную тепловую энергию. Внедрение дата-центров с отводом тепловой энергии внешним абонентам позволяет снизить потребление электрической энергии на охлаждение и утилизировать большую часть тепловой энергии (как правило, до 70%) от работы основного оборудования.

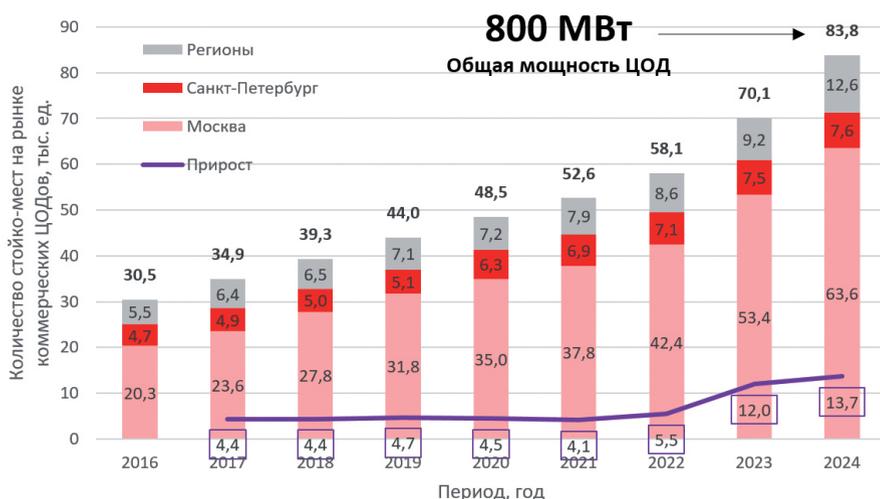


Рисунок 1. Динамика развития отрасли хранения данных в России

Системы охлаждения серверных помещений в принципиальном смысле разделяются на воздушные и жидкостные. Как правило, предприятия применяют традиционные воздушные систем охлаждения, которые охлаждают воздух в помещении и затем выпускают его в атмосферу. Однако такой метод неэффективен, поскольку, во-первых, требует большого количества электроэнергии для охлаждения серверов и, во-вторых, значительное количество потенциально полезной тепловой энергии выбрасывается в окружающую среду. В противоположность этому, жидкостное иммерсионное охлажде-

ние позволяет существенно сократить затраты на охлаждение серверов и уменьшить энергопотребление дата-центра. Также данный метод обладает возможностью использовать полученную тепловую энергию в системах отопления и вентиляции. Например, теплоноситель можно направить в теплообменный аппарат, который передаст тепловую энергию второму теплоносителю, циркулирующему в системе отопления помещений, использующую тепловые насосы.

Примером успешного использования утилизированного тепла от дата-центров являются Стокгольмские Дата Парки [2]. Данные объекты работают по чиллерной схеме охлаждения [3] и позволяют удовлетворить тепловые потребности около 2500 квартир. Как можно заметить из работы [4], многие дата-центры находятся в плотно застроенных зонах Лулео и Стокгольма. Положительный опыт применения тепла дата-центров для централизованного теплоснабжения также имеется в Финляндии. Одним из первых исследований потенциала использования тепла дата-центров стала работа [5]. В ней был проведён анализ дата центров воздушной системы охлаждения с применением чиллеров. Результаты моделирования показали, что рассматриваемый дата-центр может обеспечить ежегодное отопление помещений и нагрев горячей воды для помещений общей площадью 30916 м². Согласно [6, 7], страны Северной Европы хорошо подходят для дата-центров из-за простоты внедрения фрикулинговых систем в силу более низких наружных температур и возможностей использования воды от моря и озер.

В России существует несколько решений для систем охлаждения дата-центров. Одним из таких решений является использование метода фрикулинга, который использует воздух из окружающей среды для охлаждения серверного оборудования. Данное решение может быть достаточно эффективно в холодный период года. Другим решением для систем охлаждения может быть применение жидких теплоносителей, которые используются, например, в работе чиллерных систем. Также применяется метод иммерсионного охлаждения, являющийся сравнительно инновационным. Такой метод позволяет существенно снизить затраты на энергию и обслуживание, благодаря использованию жидкости с высокими теплофизическими характеристиками. Однако такие системы требуют затрат на устройства подачи и отвода теплоносителя, а также на системы контроля обработки охлаждающей жидкости и системы безопасности. Стоит отметить, что не все типы серверного оборудования способны работать в системе иммерсионного охлаждения, некоторые из компонентов чувствительны к воздействию жидкостей, что влечет за собой необходимость установки дополнительной защиты.

Выбор решения для охлаждения дата-центров в России зависит от многих факторов, таких как климатические условия, доступность ресурсов, требования к надежности и эффективности, а также бюджетные ограничения. Использование теплоты дата-центров требует серьезного подхода и профильных компетенций, но может быть эффективным комплексным решением для повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения.

Литература

1. *IKS Consulting. Аналитический отчет «Российский рынок коммерческих дата-центров 2023» [Электронный ресурс]: Рынок коммерческих ЦОД в России 2023 – Режим доступа: <https://survey.iksconsulting.ru/page30265406.html>*
2. *Stockholm Data Parks [Электронный ресурс]: Stockholm Data Parks – Режим доступа: <https://stockholmdataparks.com/>.*
3. *Arianna Tofani. A case study on the integration of excess heat from Data Centres in the Stockholm district heating system // TRITA: TRITA-ITM-EX 2022:469, Stockholm, Sweden 2022. p. 56.*
4. *Cristina Ramos Caceres, Marcus Sandberg, Adolfo Sotoca. Planning data center locations in Swedish municipalities. A comparative case study of Luleå and Stockholm // Cities 150, 2024. p. 22.*
5. *Tao Lu, Xiaoshu Lü, Matias Remes, Martti Viljanen. Investigation of air management and energy performance in a data center in Finland: Case study // Energy and Buildings 43, 2011. p. 3360–3372.*
6. *Mikko Wahlroos, Matti Pärssinen, Samuli Rinne, Sanna Syri, Jukka Manner. Future views on waste heat utilization – Case of data centers in Northern Europe // Renewable and Sustainable Energy Reviews 82, 2018. p. 1749–1764.*
7. *Mikko Wahlroos, Matti Pärssinen, Jukka Manner, Sanna Syri. Utilizing data center waste heat in district heating – Impacts on energy efficiency and prospects for low-temperature district heating networks // Energy 140, 2017. p. 1228–1238.*

СПГ В КАЧЕСТВЕ РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА НА ОБЪЕКТАХ ЭНЕРГЕТИКИ: ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ СХЕМЫ ПОСТАВКИ

*Аверьянов В.К., советник генерального директора, член-корреспондент РААСН,
доктор технических наук*

Блинов А.Н., главный специалист

*Тверской И.В., директор научно-технического центра «Региональные системы
газоснабжения», АО «Газпром промгаз»*

Введение

Топливный баланс (ТБ) мегаполисов [1] России включает, в той или иной пропорции, их снабжение трубопроводным природным газом, мазутом, дизельным топливом и в отдельных случаях углем, причем львиная доля (более 80 %) приходится на природный газ (ПГ). В случае газоснабжения условия обеспечения надежности и бесперебойности работы объектов энергетики накладывают дополнительные требования к собственности этих объектов.

Нормативная база. Ответственность собственников или иных законных владельцев тепловых электростанций (ТЭС) по обеспечению надежного функционирования энергетических объектов, в том числе за счет создания запасов резервного топлива регламентируется ФЗ№35 «Об электроэнергетике» (статья 46.1). Порядок создания и использования топливных запасов установлен приказом Минэнерго РФ №469 от 22 августа 2013 год [2].

В соответствии с подпунктом «з» пункта 14 «Правил использования газа и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации» [3] проектом должно предусматриваться «сооружение резервного топливного хозяйства» [1–4]. Условия ограничения поставки газа регулируются Постановлением Правительства РФ от 25.11.2016 N 1245 [4]

Владельцы тепловых электростанций, которые используют в качестве основного топлива ПГ, должны создавать и поддерживать общий нормативный запас топлива (далее – ОНЗТ), который состоит из неснижаемого нормативного запаса резервного топлива (далее – ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса резервного топлива (далее – НЭЗТ).

Использование в качестве резервного топлива (РТ) ПГ является альтернативой создания ОНЗТ. Такая возможность регламентируется пунктом 82 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления [5] подпунктом «ж» пункта 14 «Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации» [6]. «*Подача газа на ТЭС при эксплуатации ГТУ и ПГУ должна предусматриваться по двум газопроводам. В случае отсутствия резервного топлива в сети ГТУ и ПГУ подачу газа на ТЭС следует предусматривать по двум газопроводам от одной газораспределительной*

станции, подключенной к двум независимым магистральным газопроводам, или от двух магистральных газопроводов».

Новый порядок создания и использования ТЭС запасов топлива [4] предусматривает, как вариант, использование сжиженного природного газа (СПГ) в качестве резервного и аварийного запасов топлива, что позволяет с новых позиций оценить целесообразность нахождения в городской черте резервного топливного хозяйства (РТХ) объектов тепловой энергетики.

Оценка перспектив использования природного газа в качестве резервного топлива на ТЭС. При отсутствии газоснабжения от двух независимых источников, такие значимые потребители, как городские ТЭС, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и котельные, должны быть обеспечены альтернативным резервным топливом в необходимых объемах на случай ограничения в поставках трубопроводного ПГ или в периоды его полного прекращения. Требование по созданию РТХ является обременительным для собственника объекта энергетики, так как при многотопливности увеличиваются капитальные затраты на основное оборудование, снижается ресурс работы оборудования ТЭС на РТ, увеличиваются выбросы вредных веществ в окружающую среду.

Капитальные затраты на РТХ, которое включает в себя комплекс оборудования и устройств, предназначенных для хранения, подачи и использования резервного (аварийного) топлива, оцениваются величиной $8 \div 10\%$ всех капитальных затрат на ТЭС и $3\text{--}5\%$ от эксплуатационных затрат [5,6]. В этой связи, снижение затрат на РТХ и улучшение экологических показателей является большим потенциалом повышения эффективности предприятий, обязанных иметь РТХ.

Вместе с тем, повысить надежность обеспечения ПГ можно за счет организации пунктов хранения СПГ на разных уровнях (при условии, что это технически возможно):

- на ГРС [7] (резервируется магистральный газопровод);
- на ГГРП [8] (резервируются распределительные газопроводы высокого давления 1-ой категории и далее);
- у потребителя (резервируются распределительные сети высокого давления 2-ой категории и газопроводы среднего давления).

Обзор системных факторов, влияющих на принятие решений по переходу на СПГ в качестве резервного топлива.

Согласно зарубежному (американскому) опыту, использование установок СПГ в периоды пикового потребления ПГ позволяет снизить необходимую максимальную пропускную способность газопроводов (в зимний период) на 45---

46% [7]. Это может дать экономический эффект газовым компаниям, так как летом газопроводы, рассчитанные на максимальный расход газа у потребителей в зимние месяцы, без таких установок работают в неэффективно загруженном режиме. В определенной степени заинтересованным мог бы стать ПАО «Газпром» при производстве и реализации СПГ для РТХ объектов теплоэнергетики, транспорта и других потребителей по более высокой, рыночной цене, сопоставимой с используемыми в качестве РТ — мазутом и ДТ, и обеспечивая за счет этого сглаживание графика загрузки магистральных объектов ЕСГ.

Особенности функционирования существующих РТХ, перехода на СПГ и бизнес-схемы создания установки производства СПГ (УСПГ) на ГРС рассмотрены в ряде работ [5-13]. Замена традиционного РТ, в т.ч. угля, дизельного топлива и мазута в РТХ на СПГ может позволить:

- повысить экологическую безопасность города;
- снизить неравномерность загрузки объектов ЕСГ в суточные и сезонные периоды, и тем самым повысить эффективность работы всей газотранспортной системы газоснабжения;
- обеспечить РТ некоторые энергоисточники, использующие ПГ для производства электрической и тепловой энергии;
- освободить места на площадках РТХ энергоисточников и обеспечить возможность их использования для строительства новых мощностей или других коммерческих целей, в том числе в интересах городских структур;
- вынести из границ города системы хранения взрывоопасных горючих веществ;
- повысить эффективность работы источников тепловой и электрической энергии за счет отказа от использования нескольких видов топлива.

Вместе с тем, следует понимать, что указанные мероприятия повышают надежность поставки газа на объекты генерации от объектов газотранспортной системы, но при этом требуемую надежность работы объектов энергетики в данном случае необходимо обеспечить эквивалентным повышением надежности объектов газораспределения с учетом потенциальных инцидентов на этих объектах.

Мегаполисы, как правило, характеризуются структурно сложными системами теплоснабжения, которые включают ряд объектов генерации различной мощности с соответствующими автономными РТХ. При решении задачи по освобождению территорий объектов энергетики от РТХ целесообразно рассмотреть возможности создания единого РТХ для мегаполиса, в том числе характеризующегося наличием нескольких объектов хранения РТ за его селитебной территорией.

Такая задача требует рассмотрения и выбора оптимальных подходов и вариантов строительства в районе мегаполиса СПГ-инфраструктуры для создания центров сжижения ПГ, хранения и регазификации, позволяющих, при необходимости, полностью заместить РТ на предприятиях энергетики. Наличие разных собственников у объектов генерации усложняет процесс подготовки и принятия решения по рассматриваемой задаче.

Важным аспектом для дальнейшего рассмотрения использования СПГ в качестве РТ является наличие благоприятных территориальных условий для размещения комплекса производства СПГ, включая объекты хранения и отгрузки потребителям в требуемых объемах, в близости от источников газоснабжения, ГРС (КРП) [9].

Альтернативой непосредственной поставки СПГ на объекты генерации, является схема с поставкой дополнительных объемов ПГ по газораспределительной сети после регазификации на объекте хранения СПГ. Ключевыми факторами в принятии такого решения являются следующие:

- техническое состояние и возможности городских сетей газораспределения обеспечить бесперебойную поставку газа на объекты генерации по основной и резервной схеме;
- экономическая эффективность предлагаемой схемы замены РТ, включая оценку требуемых для ее реализации мероприятий и показателей;
- создания комплекса производства, хранения и регазификации СПГ на источнике газоснабжения (ГРС или КРП),
- затрат на реализацию необходимого комплекса технических мероприятий по переводу РТ на СПГ, включая ликвидацию ранее действовавшего РТХ,
- удельных затрат на производство тепло- и электроэнергий.
- реализуемости потенциальных схем монетизации высвобождаемой территории, занимаемой действующим РТХ.

К особенностям комплекса СПГ для целей РТХ относится следующее:

- необходимость создания комплекса хранения СПГ под объемы, регламентируемые под нужды РТ;
- в зимний период, производство СПГ возможно только в часы суточного провала нагрузки, поэтому необходимый запас СПГ должен быть создан в летний период;
- в периоды пиковой загрузки ЕСГ, требуется значительно снижать загрузку производственных мощностей по производству СПГ;
- производимый СПГ, но не реализуемый в качестве РТ, целесообразно реализовывать на рынке СПГ, например, в виде газомоторного топлива и/или продажи другим сторонним организациям.

Обоснование технической возможности использования действующей газовой инфраструктуры для поставки регазифицированного СПГ в систему газораспределения мегаполиса требует проведения дополнительных гидравлических расчетов, моделирующих условия использования РТ на объектах энергетики, в том числе с учетом возможного снижения давления в системе.

Проблемы размещения объектов производства СПГ для целей использования в качестве резервного топлива. При оценке возможности размещения КСПГ, даже малотоннажного комплекса, необходимо наличие свободного земельного участка, площадью не менее 1га (100м x 100м). При этом расстояние от КСПГ до жилых зданий должно быть не менее 350м (для малотоннажного КСПГ согласно СП 326.1311500.2017) и 500м (с общим объемом хранения более 1500 тонн СПГ, согласно СП 240.1311500.2015) с учетом требований к противопожарным расстояниям. Также следует учитывать ограничения (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) в части санитарно-защитной зоны, которая:

- для объектов производства и хранения СПГ с объемом хранения СПГ от 1000 м³ составляет 500 м (класс II);
- для мест перегрузки и хранения СПГ объемом от 1000 м³ составляет 1000 м.

Оценка потенциальных рисков. При проведении технико-экономического анализа целесообразности перехода на СПГ в качестве резервного топлива для ТЭС необходимо ответить на следующие вопросы:

- кто может стать инвестором такого проекта;
- какие затраты требуются для реализации проекта;
- потенциальные и ожидаемые результаты реализации проекта;
- какие риски следует учитывать?

В качестве соинвесторов следует рассматривать владельцев ТЭС, которые в результате реализации проекта смогут отказаться от содержания РТХ, а также исполнительную власть мегаполиса или иных инвесторов, которые смогут монетизировать не только производство СПГ, но и земельные участки, высвобождаемые при ликвидации РТХ около ТЭС. Соинвесторами здесь могут выступать как городские власти, так и банки, топливоснабжающие компании.

Кроме того, к рискам следует отнести наличие и территориальное нахождение земельных участков, пригодных под реализацию СПГ проектов с учетом требованиям по хранению резервного запаса СПГ, а также их близостью к объектам газовой инфраструктуры. Удаленность земельных участков от газовой инфраструктуры скажется на росте необходимых финансовых затрат.

С учетом отсутствия практического опыта реализации таких проектов возможны риски с нахождением приемлемых условий для всех потенциальных участников проекта создания КСПГ в целях РТ.

Дополнительные плюсы связаны, как с возможным развитием городской инфраструктуры, так и с улучшением экологической ситуации, которые могут иметь мультипликативный эффект для мегаполиса.

Схемы использования СПГ в качестве резервного топлива. Особенности потенциальных схем поставок СПГ в качестве РТ описаны в таблице.

Таблица.

Потенциальные схемы поставок СПГ в качестве РТ

1. СПГ непосредственно используется на территории объекта, путем регазификации и подачи на газоиспользующее оборудование	2. СПГ регазифицируется вне территории объекта и по сети газораспределения транспортируется на объект.
СПГ производится непосредственно на объекте	регазифицированный СПГ поставляется в сеть от объекта его производства и хранения (КСПГ)- А
СПГ от мест его производства и хранения (КСПГ) транспортируется на объект	СПГ транспортируется от мест его производства и хранения (КСПГ) на узел приема регазифицированного газа в газораспределительной сети - Б

С учетом нормативных требований к противопожарным расстояниям и санитарно-защитным зонам, расположение объектов КСПГ на объектах промышленности и энергетики мегаполисов представляется маловероятным.

Поставка СПГ непосредственно на объект возможна с учетом его расположения и доступности транспортной логистики от КСПГ. При этом следует учитывать величину резерва РТ. Количество необходимых средств транспорта [10], логистика и график их поставки зависят от схемы их приема на производственной площадке и удаленности ее от КСПГ.

Другой вероятной к реализации следует признать схему поставки РТ (в виде СПГ) через систему газораспределения (схема А на рисунке). СПГ регазифицируется вне территории объекта, и по сети газораспределения транспортируется на объект. В зависимости от территориального расположения КСПГ поставка РТ от места хранения в сеть осуществляется непосредственно по газопроводу с ре-газификацией от объекта хранения. В случае удаленности КСПГ от потенциального узла, приема-загрузки регазифицированного СПГ в сеть, следует предусмотреть доставку СПГ танк-контейнерами (Схема Б на рисунке).

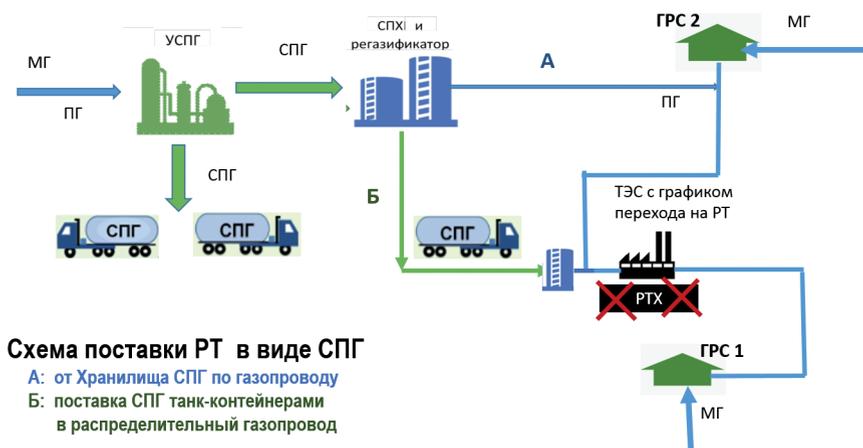


Рисунок. Схемы поставки РТ в виде СПГ на ТЭС с графиком перехода на РТ

Правовые вопросы реализации. При наличии на ГРС или объектах сети газораспределения пунктов приема СПГ, в качестве альтернативы РТХ можно рассмотреть договор с владельцем КСПГ, предусматривающий гарантированную поставку СПГ на ГРС в требуемых объемах. Владелец КСПГ в соответствии с договором должен иметь в хранилище запас СПГ, соответствующий условиям договора (например, 5 суточный запас). Стоимость такой услуги, в том числе и когда не требуется РТ, является предметом договора и должно устраивать обе стороны. Поставка СПГ обеспечивается в рамках договора о гарантированных поставках по запросу. Правовые условия такого договора,

в том числе с нефиксированной датой отгрузки и поставки СПГ требует отдельного рассмотрения соответствующими юридическими службами.

При учете затрат на резервное топливо в установление тарифов для объектов энергетики, представляется возможным использование его на объекте в любое удобное для компании время, так и монетизации не использованного в полном объеме РТ (СПГ), например, в качестве ГМТ. Возможны и другие варианты, когда права на использование заказанного, но не реализованного СПГ переходят к собственнику КСПГ. В данном случае целесообразно рассматривать его взаимозачет за услуги хранения.

Оценка пилотных проектов использования в качестве альтернативного топлива СПГ. В качестве пилотных, пионерных проектов целесообразно рассмотреть целесообразность перевода РТ на СПГ в г. Москва и г. Санкт-Петербург с учетом разрабатываемой Энергетической стратегии г. Москвы на период до 2040 года [11], и реализуемыми ПАО «Газпром» реконструкциями ряда источников газоснабжения г. Санкт-Петербурга [12] с выносом их из городской черты.

Предпосылками к целесообразности рассмотрения вопросов использования СПГ вместо РТ для указанных мегаполисов являются следующие факторы:

- улучшение экологии является приоритетным направлением для мегаполисов;
- основным топливом на объектах энергетики мегаполисов является экологически чистый ПГ;
- наличие и организация надежного функционирования РТХ представляет определенные сложности как для собственников, так и местных властей;
- схема газоснабжения структурно устойчива, и предполагает поставку газа от нескольких независимых источников;
- поставка газа большинству объектов энергетики предусматривается как по основному, так и резервному газопроводам.

В качестве источников СПГ в качестве РТ для энергетики г. Санкт-Петербурга целесообразно рассматривать действующие комплексы возле КС Портовая [13] (ПАО «Газпром») и «Криогаз-Высоцк» [14] (ПАО «НОВАТЕК») в порту Высоцк (Выборгский район, Ленинградской области). В качестве перспективного источника можно рассмотреть и планируемый ООО «РусХимАльянс» —комплекс по СПГ в районе п. Усть-Луги [15] (Кингисеппский район, Ленинградская область).

Выводы

1. Использование СПГ в качестве РТ на промышленных и энергетических объектах представляет несомненный интерес для их владельцев, которые обязаны иметь соответствующие его запасы, и не позволяет монетизировать земельные участки городской территории, задействованные под РТХ.
2. Принятие решений о реализации перехода к использованию СПГ в виде РТ требует отдельного специального системного исследования по оценке схем поставки СПГ, включая потенциальное производство и хранение в требуемых объемах СПГ и условия гарантированной его поставки.

3. В качестве потенциальных источников поставки СПГ целесообразно рассматривать действующие и планируемые КСПГ, мощности производства и хранения которых могут гарантированно обеспечить поставку СПГ в требуемых объемах РТ в течение нормативного периода, согласно действующим в субъектах РФ графиками ограничения поставки ПГ.
4. Наиболее эффективной схемой поставки РТ (СПГ) на объекты промышленности и энергетики представляется транспортировка по сетям газораспределения, которая должна предполагать наличие такой возможности в точке приема СПГ, например, после выхода из ГРС. Отметим, что наличие таких узлов приема СПГ представляет несомненный интерес для газовых компаний, эксплуатирующих объекты газовой инфраструктуры, так как позволят проводить ремонтные работы на ГРС, без прекращения поставок газа потребителям.
5. С учетом значительных нормативных объемов РТ для мегаполиса, представляется целесообразным пилотную проработку таких СПГ проектов начать с наиболее критичных для экологии объектов энергетики, имеющих РТХ. Это позволит снизить требования к объемам хранения СПГ для РТ и наличию транспортных средств его доставки на пункты регазификации.

Литература

1. *Приказ Министерства строительства и коммунального хозяйства РФ от 3 декабря 2016 г. n 878/пр. об утверждении изменения n 2 к СП 62.13330.2011 «СНИП 42-01-2002 газораспределительные системы».*
2. *Порядок создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный период. Утвержден Приказом Минэнерго России от 27.11.2020 г. №1062 (вступил в силу 01.03.2022 г.).*
3. *Постановление Правительства РФ от 5 февраля 1998 года № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации» (с изменениями на 23 июля, 2015 года).*
4. *Приказ Министерства энергетики РФ от 27 ноября 2020 г. № 1062 «Об утверждении Порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон».*
5. *Выбор альтернативного мазуту резервного топлива для ТЭС и котельных//Жеребчиков Е.Ю., Мельников Д.М., Микула В.А., Левин Е.И. Горшков Е.И., //УРФУ, tes.urfu@mail.ru.*
6. *Обоснование целесообразности использования установок сжижения природного газа в качестве источника пикового и резервного топлива для ГТ -ТЭС и ПГУ –ТЭС. /В.К. Аверьянов, А.Н. Блинов, В.А. Митрофанов, В.К. Хаев, А.А. Цвик. // ГАЗИНФОРМ. 2016 № 02(52) С. 52-57.*
7. *Экология, энергетика, энергосбережение: бюллетень /под редакцией академика РАН А.В. Клименко. Москва, ПАО «Мосэнерго», 2023. ,ISBN 978-5-383-01681-7//Вып. 1. Сжиженный природный газ в энергетике // Мильман В.С., Перов В.Б, 2023. 41 с.*
8. *Повышение экологичности и энергоэффективности тепловых электростанций*

за счет использования в качестве резервного топлива сжиженного природного газа (СПГ)/ В.К. Аверьянов, А.Н. Блинов, В.А. Митрофанов, В.В. Маркин. // Сборник научных трудов РААСН. Фундаментальные, поисковые и прикладные исследования РААСН по научному обеспечению развития архитектуры, градостроительства и строительной отрасли российской федерации в 2015 году. Издательство АСВ. М. 2016 С. 382-386.

9. Проект строительства ПГУ-ТЭЦ в г. Всеволожск на отечественном оборудовании - новый этап развития высокоэффективных современных ТЭЦ для энергообеспечения малых городов России. / В.А. Митрофанов, А.Н. Блинов, С.Ю. Родионов, О.В. Шевченко. // ГАЗИНФОРМ 2016 № 03(53) С. 44-53.
10. Мильман О.О., Перов В.Б., Федоров М.В., Ленев С.Н., Попов Е.А. Перспективы использования сжиженного природного газа в качестве резервного и аварийного топлива на электростанциях группы «Газпром энергохолдинг» // Теплоэнергетика. 2021 № 7 С. 5-18.
11. Ленёв С.Н., Перов В.Б., Вивчар А.Н., Охлопков А.В., Сигитов О.Ю., Битней В.Д. Сжиженный природный газ как резервное топливо ТЭЦ // Надежность и безопасность энергетики. 2021 Т. 14, №2 С. 84 –91. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>.
12. Аверьянов В.А., Блинов А.Н., Гайворонский А.И. Техничко-экономическая оценка целесообразности организации и системы резервирования топлива присоединенных к ГРС потребителей ПГ за счет сжижения и хранения природного газа на ГРС (на примере ГРС Санкт-Петербурга) // «Наука и техника в газовой промышленности», №3, 2024 г.
13. Аверьянов В.А., Блинов А.Н., Тверской И.В. Пути улучшения экологических показателей за счет использования СПГ в качестве резервного топлива Вестник гражданских инженеров. 2022. № 4 (93) С.15 -24.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕСМОТРУ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГРАФИКОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

Аверьянов В.К., советник генерального директора, член-корреспондент РААСН, д.т.н.

Тютюнников А.И., заведующий лабораторией инженерных систем, к.т.н.

Горшков А.С., заведующий отделом разработки схем и программ развития систем энергоснабжения, д.т.н.

Богданов К.В., инженер I категории отдела разработки схем и программ развития систем энергоснабжения

Кравченко Д.П., ведущий специалист лаборатории инженерных систем, АО «Газпром промгаз»

Ключевые слова: здания, параметры микроклимата, централизованное теплоснабжение, тепловая нагрузка, тепловые сети, отпуск тепловой энергии, график регулирования

Введение

В настоящее время в существующих системах централизованного теплоснабжения с проектными параметрами регулирования температуры теплоносителя 150/70 °С практически повсеместно устанавливаются так называемые «срезки» и спрямления («изломы») температуры сетевой воды в подающем трубопроводе.

На рисунке 1 показан график качественного регулирования температуры сетевой воды со «срезкой» на 110 °С и с «изломом» на 70 °С. Из данных, показанных на рисунке 1, видно, что регулирование температуры сетевой воды осуществляется в ограниченном диапазоне температур наружного воздуха (для представленного примера – в диапазоне от минус 9 до плюс 5 °С).

При наличии «срезки» и «излома» температурных графиков изменения температур теплоносителя в подающей и обратной магистралях тепловой сети τ_1 и τ_2 на рис. 1 показаны сплошными линиями, при их отсутствии – пунктирными.

Причины появления верхней «срезки» на температурном графике подробно перечислены в работе [1]. Авторы настоящего исследования считают, что основной причиной верхней «срезки» температурного графика является значительный износ трубопроводов тепловой сети [2-4]. Дополнительные температурные расширения теплопроводов и повышенные давления в них при более высоких температурах повышают вероятность возникновения аварий в изношенных тепловых сетях.)

«Излом» или «спрямление» (в литературе также встречается термин – «нижняя срезка») температурного графика обусловлен необходимостью поддержания температуры горячей воды в местах водоразбора системы горячего водоснабжения не ниже плюс 60 °С (см. п. 84 СанПиН 2.1.3684, п. 4.7 СП 30.13330).

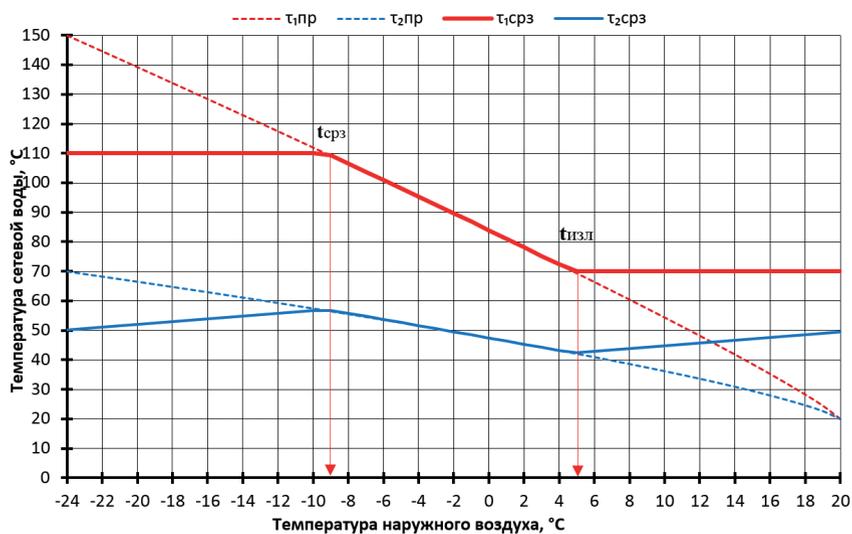


Рисунок. Температурный график качественного регулирования температуры теплоносителя по отопительной нагрузке

Наличие «срезки» может приводить к снижению температуры внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях ниже допустимой (так называемому «недотопу»), наличие «излома», при отсутствии у абонентов регуляторов отопления, — к повышению температуры внутреннего воздуха выше оптимального ее уровня (т.н. «перетопу»).

Опыт эксплуатации объектов теплоснабжения в периоды установления температур наружного воздуха ниже температуры «срезки» показывает, что нарушение параметров микроклимата в отапливаемых помещениях при этом не столь существенно. Это, с одной стороны, обусловлено тем, что при наиболее низких температурах наружного воздуха потребители используют дополнительные источники тепловой энергии и в дополнение снижают воздухообмен в помещениях. С другой стороны, опыт разработки и актуализации Схемы теплоснабжения Санкт-Петербурга и ряда других городов показывает, что расчетные тепловые нагрузки потребителей практически всегда оказываются меньше договорных (проектных).

Основными причинами несоответствия расчетных и договорных нагрузок потребителей тепловой энергии являются:

- значительные запасы тепловых нагрузок, которые накапливаются в системах централизованного теплоснабжения на всех этапах ее проектирования;
- сокращение потерь тепловой энергии с инфильтрацией и повышение теплозащиты светопрозрачных ограждений за счет установки жителями многоквартирных домов более эффективных и герметичных стеклопакетов, а также остекления балконов и лоджий;

- уменьшение потребления горячей воды за счет массовой установки квартирных и общедомовых приборов учета горячей воды;
- увеличение внутренних тепловыделений вследствие роста энергообеспеченности квартир бытовой техникой и локальными электрообогревателями различного типа;
- несоответствие проектных и фактических режимов работы тепловой сети и систем отопления.

Это создает некоторый «резерв» тепловой нагрузки у абонентов, который в ряде случаев может достигать 30–40 % [5].

Ввиду того, что у большинства абонентов расчетные нагрузки ниже договорных, «перетоп» может наблюдаться и в области регулирования (т.е. от точки «срезки» до точки «излома» на графике рис. 1).

Методология коррекции графиков регулирования отпуска теплоты

Методика построения температурных графиков регулирования отпуска теплоты в системах централизованного теплоснабжения, несмотря на актуальность, не пересматривалась долгие годы. Для крупных централизованных систем теплоснабжения в качестве оптимального графика регулирования параметров теплоносителя в тепловой сети приняты параметры 150/70 °С. Перепад температур 80 °С в подающей и обратной магистралях тепловой сети в расчетном режиме эксплуатации позволяет снизить расход сетевой воды и затраты электрической энергии на транспортировку теплоносителя [6]. Однако, при фактическом существенном износе тепловых сетей и оборудования на теплоисточниках, поддержание принятого температурного графика трудно реализуемо за счет прогнозируемого роста аварийных ситуаций при повышении температуры теплоносителя в тепловой сети.

Существующие «срезки» температурного графика, утвержденные, как правило, в диапазоне температур сетевой воды от 100 до 130 °С, часто не обоснованы. Учет комплекса факторов, влияющих на тепловой баланс зданий, позволяет предложить для существующих систем теплоснабжения оптимальный график регулирования, сократить при этом нерациональный расход тепловой энергии, уменьшить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и улучшить, тем самым, экологическую обстановку в населенных пунктах России с преимущественно централизованными системами теплоснабжения, а также снизить аварийность на тепловых сетях.

При утверждении графиков регулирования не учитывается несоответствие расчетных и договорных тепловых нагрузок потребителей, а также не принимается к сведению возрастающая доля бытовых тепловыделений [7, 8].

Бытовые теплопоступления в помещениях складываются из теплопритоков от работающих электроприборов, освещения, трубопроводов, солнечной радиации, проникающей через светопрозрачные ограждения, а также от людей, присутствующих в рассматриваемом помещении. В настоящем исследовании бытовые теплопоступления принимаются независимыми от расчетной разности температур наружного и внутреннего воздуха. В течение отопительного периода в основной зоне регулирования они изменяются крайне незначительно, ввиду чего по абсолютному своему значению их можно считать практически постоянными. А вот относительная их доля по отношению

к расчетной суммарной тепловой нагрузке всего здания, по мере уменьшения расчетной разности температур, возрастает.

На этих двух началах авторы предлагают оптимизацию параметров существующих температурных графиков регулирования теплоотпуска. Это становится возможным благодаря оснащению потребителей общедомовыми приборами тепловой энергии и внедрению системы автоматизированного сбора информации от них.

В исследованиях [9, 10] приведены конкретные примеры коррекции существующих регулирования отпуска теплоты в централизованных системах теплоснабжения с оценкой экономии тепловой энергии, достигаемой в результате их внедрения.

Литература

- Борисов К.Е. Влияние качества теплоснабжения на фактические тепловые нагрузки систем отопления и горячего водоснабжения многоквартирных домов. Опыт Кемерово // Энергосбережение. – 2021. – № 7. – С. 58–67.
- Кирюхин С. Н., Сеннова Е. В., Шиманская А. О. Оценка данных о технологических нарушениях в тепловых сетях // Энергосбережение. – 2018. – № 6. – С. 22–26.
- Моисеев Е.Ю. Анализ статистики аварийных ситуаций на тепловых сетях г. Дубна // Системный анализ в науке и образовании. – 2015. – № 3 (29). – С. 11–20.
- Горшков А.С., Рымкевич П.П. Износ и повреждение тепловых сетей. Решение проблемы качества и надежности энергоснабжения // Энергосбережение. – 2019. – № 4. – С. 50–55.
- Gorshkov A.S., Yuferev Y.V., Kabanov M.S. Analysis of thermal loads and specific consumption of thermal energy in apartment buildings // Thermal Engineering. – 2021. – Vol. 68. – No 8. – Pp. 654–661. DOI: 10.1134/S0040601521050050.
- Gorshkov R.A., Nemova D.V., Frolova I.E. Feasibility study when choosing a temperature schedule for heat load regulation // AlfaBuild. – 2023. – No. 1(26). – P. 2603. – DOI 10.57728/ALF.26.3.
- Ливчак В. И. Оптимизация алгоритма подачи теплоты на отопление в зданиях: экономия от 15 до 40 % и более без дополнительных инвестиций // Энергосбережение. – № 2. – 2020. – С. 54–57.
- Коррекция теплового баланса и тепловой нагрузки отапливаемых зданий с учетом бытовых тепловыделений / В.К. Аверьянов, А.С. Горшков, А.И. Тютюнников [и др.] // Фундаментальные поисковые и прикладные исследования РААСН по научному обеспечению развития архитектуры, градостроительства и строительной отрасли Российской Федерации в 2022–2023 годы: Научные труды РААСН. В 2-х томах. – Москва: Издательство АСВ, 2024. – С. 7–18.
- Аверьянов В.К., Тютюнников А.И., Богданов К.В., Горшков А.С. Примеры коррекции существующих графиков регулирования отпуска тепловой энергии // АВОК. 2024. №4. С. 14–18.
- К вопросу об оптимизации режимов регулирования отпуска тепловой энергии в существующих системах теплоснабжения / В.К. Аверьянов, А.И. Тютюнников, А.С. Горшков [и др.] // Фундаментальные поисковые и прикладные исследования РААСН по научному обеспечению развития архитектуры, градостроительства и строительной отрасли Российской Федерации в 2022–2023 годы: Научные труды РААСН. В 2-х томах. – Москва: Издательство АСВ, 2024. – С. 19–39.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ

Лигачев В.А., ПАО «Газпром»,

Аверьянов В.К., д.т.н.,

Блинов А.Н., к.т.н.,

Иваницкий С.С., АО «Газпром промгаз»,

Давыдов О.А., ИК «Энергетические технологии»,

Куколев М.И., Санкт-Петербургский Политехнический Университет Петра Великого

В получивших свое развитие в последние годы автоматизированных газораспределительных станциях (АГРС) закладывается комплексный подход к их энерго- и ресурсоснабжению [1]. При этом, начинающие свое развитие станции нового поколения (АГРС-НП), как более энергоэффективные и экологически чистые, оснащаются [2, 3] оборудованием, позволяющем перейти на безлюдную эксплуатацию, и использующих для энергообеспечения автономные энергоустановки, базирующие свою работу на энергии транспортируемого газа при его дросселировании [4] и энергетическом потенциале окружающего АГРС-НП пространства [5,6,7].

В работе [8] выполнена оценка эффективности характерных вариантов автономного энергоснабжения АГРС-НП. В зависимости от схемного решения выравненная удельная стоимость энергообеспечения АГРС-НП (LCOB) может значительно изменяться. Из традиционных решений наиболее эффективным является вариант с воздушным тепловым насосом (ВТН). Вместе с тем, в соответствии с исследованиями [9-15] тепловых насосов в условиях холодного климата почти все из существующих сегодня воздушных тепловых насосов при минимальных наружных температурах в районе -15°C имеют коэффициент трансформации (COP) около 2. В этот период современные теплонасосные установки (ТНУ) способны гарантировать до этой температуры достаточную надежность работы, что подтверждено обширной практикой. В случае более низких температур обычно используется [9] пиковый подогреватель. Для АГРС-НП при бесплоптивном энергоснабжении относительно надежным вариантом пикового подогрева может быть накопитель электрической энергии [9] или тепловой аккумулятор [10], заряжаемые от ветрогенератора и/или детандер-генераторных агрегатов (ДГА) в периоды избыточной генерации электроэнергии.

Используя трехходовой регулятор и гравийный аккумулятор тепла (ГАТ) (схема 1) можно обеспечить температуру наружного воздуха на входе в испаритель ВТН равной $T_{\text{ВТО}} = -15^{\circ}\text{C}$ за счет нагрева части воздуха в ГАТ при сохранении суммарного расхода воздуха в воздушном теплообменнике (ВТО) постоянной.

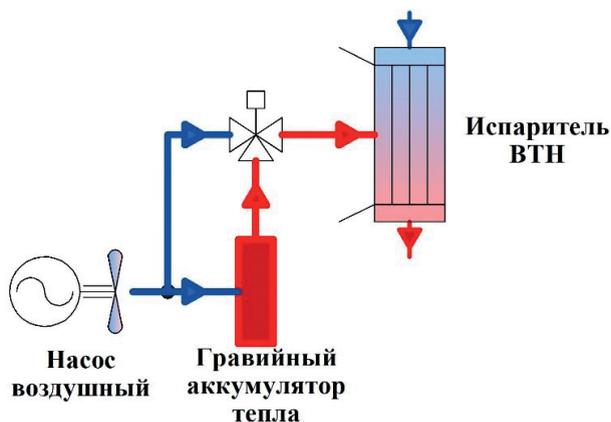


Схема подогрева воздуха перед испарителем ВТН

Результаты расчета расходов потока воздуха через ГАТ и мощности подогрева входного воздуха в испаритель ВТН в зависимости от температуры наружного воздуха представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчета мощности подогрева входного воздуха в испаритель ВТН

Параметры	Температура наружного воздуха, °С				
	-15	-20	-30	-40	-50
Удельная теплоемкость, C_p , кДж/кг·град	1,009	1,009	1,013	1,013	1,013
Расход потока воздуха через ГАТ, V_2 , кг/с	0	0,060	0,167	0,281	0,391
Расход потока воздуха через Испаритель ВТН, V_2 , кг/с	6,55				
Температура подогретого в ГАТ воздуха, T_2 , °С	500				
Удельная теплоемкость подогретого потока, $C_{p,2}$, кДж/кг·град	1,0387				
Мощность подогрева, Q_2 , кВт	0	31,66	89,10	152,94	216,85

Из табл. 2 следует, что для обеспечения постоянной температуры потока воздуха на входе в ВТО при снижении температуры наружного воздуха ниже -15° необходимо часть потока наружного воздуха нагреть в ГАТ, при этом мощность подогрева в диапазоне температур $T_{н.в}^i = -15 \div -50^\circ$ С составит $Q_2 = 0 \div 216,85$ кВт.

Таким образом, при обеспечении необходимого подогрева входящего в ВТН воздуха за счет нагрева части его в ГАТ при температурах наружного воздуха ниже -15° С, можно обеспечить тепловую мощность ВТН постоянной на уровне $Q_{ВТН}^{-15} = 94,07$ кВт при сохранении COP не ниже 2,13.

Следует отметить, что при понижении температуры наружного воздуха ниже -15°C увеличивается также тепловая мощность на теплоснабжение АГРС-НП. Поэтому дополнительно необходимо обеспечить и увеличение мощности теплоснабжения.

Результаты расчетов необходимой тепловой мощности с учетом увеличения мощности теплоснабжения АГРС-НП приведены в таблице 2.

Табл. 2.

Результаты расчета мощности подогрева входного воздуха в испаритель ВТН

Параметры	Температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$				
	-15	-20	-30	-40	-50
Температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-15	-20	-30	-40	-50
Средняя нормативная температура воздуха в помещениях АГРС-НП, $^{\circ}\text{K}$	289,5				
Тепловая мощность системы отопления АГРС-НП, Q_{T}^{i} , кВт	10,164	11,777	15,004	18,231	21,457
Дополнительная тепловая мощность теплоснабжения энергокомплекса $\Delta Q_{\text{T}}^{\text{i}}$, кВт	0,0	1,61	4,84	8,07	11,29
Дополнительная мощность подогрева воздуха с учетом теплоснабжения, ($\Delta Q_{\text{СУМ}}^{-19}$), кВт	0,0	33,09	94,15	161,17	228,28

Дополнительную тепловую мощность ВТН за счет роста мощности теплоснабжения при температурах наружного воздуха $t_{\text{н}}^{\text{i}} < -15^{\circ}\text{C}$ также можно покрыть за счет увеличения потока воздуха на ГАТ.

Принципиальная схема ГАТ представлена на рисунке 2. Зарядка аккумулятора осуществляется за счет дополнительной электроэнергии, вырабатываемой ДГА в период более высоких ($> -15^{\circ}\text{C}$) температур наружного воздуха в течение года, пиковый электроподогрев также осуществляется за счет ДГА.

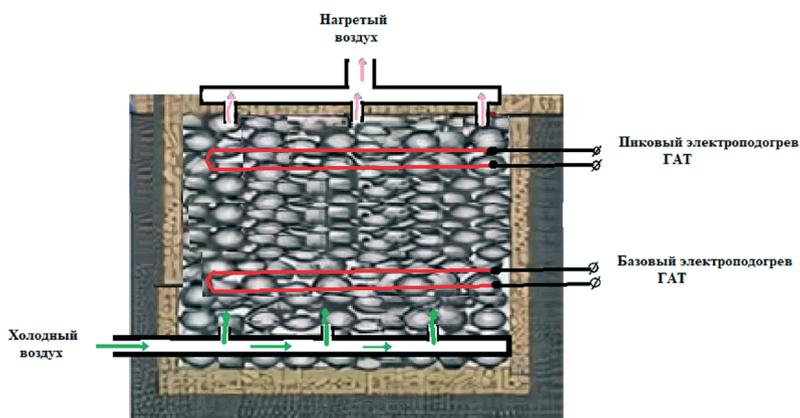


Рис. 1. Принципиальная схема гравийного аккумулятора тепла с электроподогревом.

Результаты расчета гравийной засыпки ГАТ в зависимости от величины дополнительного подогрева ГАТ представлены в таблице 3.

Табл. 3

Результаты расчета гравийной засыпки ГАТ в зависимости от величины дополнительного подогрева ГАТ испаритель ВТН

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение			
Температура нагрева засыпки в ГАТ	$^{\circ}\text{C}$	500			
Запасенная энергия в ГАТ ($W_{\text{ГАТ}}$)	МДж	88 387,2	79 548,5	70 709,8	61 871,0
Дополнительная энергия от дополнительной мощности ДГА в периоды $T_{\text{ср}}^{\text{январь}} < -19^{\circ}\text{C}$, ($W_{\text{ДГА}}$)	МДж	0,0	8 838,8	17 677,4	26 516,1
Объем гравийной засыпки ($V_{\text{зас}}$)	м^3	128,85	115,96	103,08	90,19
Температура нагрева засыпки в ГАТ	$^{\circ}\text{C}$	1000			
Объем гравийной засыпки ($V_{\text{зас}}$)	м^3	65,38	58,84	52,30	45,76

Расчет дополнительной электрической мощности ДГА и выработки электроэнергии для электроподогрева ГАТ при $T_{\text{ср}}^{\text{январь}} = -19^{\circ}\text{C}$ для рассмотренной АГРС-НП представлен в таблице 4.

Табл. 4

Результаты расчета дополнительной электрической мощности ДГА и выработки электроэнергии для электроподогрева ГАТ

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение		
Расход ПГ через ДГА	$\text{м}^3/\text{ч}$	1312,1	2153,5	3316,6
Дополнительная выработка электрической мощности ДГА ($\Delta N_{\text{ДГА}}$)	кВт	0,0	17,54	41,63
Электрическая мощность ДГА	кВт	46,75	76,74	118,18
Тепловая мощность ВТН с СН	кВт	94,36	120,90	157,92
Выработка дополнительной мощностью ДГА ($W_{\text{ДГА}}$)	кВт·ч	0,0	13049,73	30969,93

Экономическая оценка оптимизации объема засыпки ГАТ за счет дополнительной мощности ДГА

Проведенные исследования показали, что экономическая оценка оптимизации объема засыпки ГАТ должна определяться на основании технико-экономических расчетов ГАТ и дополнительной мощности ДГА для конкретной АГРС-НП с учетом ее параметров, условий окружающей среды и стоимостных показателей ГАТ и ДГА.

Если принять, что эксплуатационные затраты на ГАТ и ДГА одинаковые, то оптимизацию объема засыпки ГАТ можно осуществить по капитальным вложениям в ГАТ и ДГА.

По данным источников [7,10] удельная стоимость ГАТ составляет КВВ-1—10 евро/м³ (1000 руб./м³) и КВВ-2 — 5000 руб./м³, а удельная стоимость ДГА 450 \$/кВт (45 000 руб./кВт).

Расчет капитальных вложений в ГАТ и ДГА представлен в таблице 5 и на рисунке 2.

Табл. 5

Расчет капитальных вложений в ГАТ и ДГА

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение			
Температура нагрева засыпки в ГАТ	° С	500			
Дополнительная мощность ДГА ($\Delta N_{\text{ДГА}}$)	кВт	0	11,9	21,12	27,72
Объем гравийной засыпки ($V_{\text{зас}}$)	м ³	128,85	115,96	103,08	90,19
Удельные КВВ-1 в ГАТ	тыс. руб./м ³	1,0			
Удельные КВВ в ДГА	тыс. руб./кВт	45,0			
КВВ-1 в ГАТ	тыс. руб.	128,85	115,98	103,08	90,19
КВВ в ДГА	тыс. руб.	0,0	535,5	950,4	1247,4
Удельные КВВ-2 в ГАТ	тыс. руб./м ³	5,0			
КВВ-2 в ГАТ	тыс. руб.	644,25	579,8	515,4	450,96

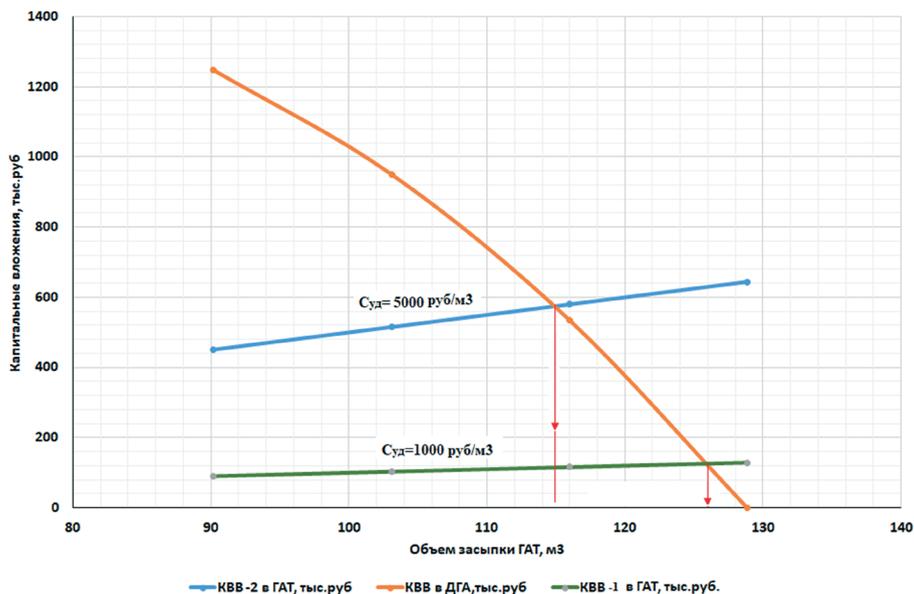


Рисунок 2. Зависимость капиталовложений в ГАТ и ДГА от объема засыпки

В диапазоне стоимости ГАТ 1000÷5000 руб./м³ и объема засыпки ГАТ соответственно меньше 115÷126 м³ нецелесообразно использования дополнительной мощности ДГА.

Выводы

Устойчивую работу ВТН на АГРС-НП при $t_{н.в} < -15^{\circ}$ возможно осуществить за счет накопленной тепловой энергии в ГАТ и электроэнергии [14], вырабатываемой ДГА в периоды более высоких температур наружного воздуха.

Изложенная выше методика позволяет определять мощность и энергоемкость ГАТ с учетом стояния температур наружного воздуха в наиболее холодные периоды года.

Существует оптимум объема засыпки ГАТ и мощности ДГА, определяемый по изложенной выше методике.

Литература

- Михаленко В.А., Савин А.А., Дистанов А.Ю., Лигачёв А.В., Алимов С.В., Тарасов В.В. *Новые горизонты технического развития газораспределительных станций // Газовая промышленность*, 2020. №5. С. 52–57.
- СТО Газпром 2-2.3-1081–2016. *Газораспределительные станции. Общие технические требования.* — СПб., 2018. 94 с.
- Елистратов В.В., Аверьянов В.К., Давыдов О.А., Кирюхин С.Н. *Газораспределительная станция с автономным бестопливным энергообеспечением и способ ее работы, патент на изобретение №2820371.*
- Фокин Г.А. *Методология создания автономных турбинных источников электрической энергии, использующих энергию сжатого природного газа для собственных нужд газотранспортной системы: дисс. доктора техн. наук по спец. 05.04.12.* — СПб.: СПбПУ, 2015. 456 с.
- Аверьянов В.К., Елистратов В.В., Давыдов О.А., Кирюхин С.Н. *Автономное энергоснабжение автоматизированных газораспределительных станций нового поколения, СОК № 12, 2021г. С. 58-65.*
- Аверьянов В.К., Елистратов В.В., Давыдов О.А., Кирюхин С.Н. *Автономное энергоснабжение газораспределительной станции с использованием альтернативных источников энергии, С.О.К., №11 (227), 2020 г. С.64-69.*
- Байдакова Ю.О. *Исследование эффективности схем бестопливных установок генерации электроэнергии на основе детандер-генераторных агрегатов и тепловых насосов: дисс. канд. техн. наук по спец. 05.14.01.* — М.: НИУМЭИ, 2013. 155 с.
- Аверьянов В.К., Блинов А.Н., Давыдов О.А., Иваницкий С.С., Лигачев В.А. *Оценка эффективности вариантов автономного энергоснабжения автоматизированных газораспределительных станций нового поколения // Энергосбережение и энергобезопасность, №00, 2024 г.*
- Воздушные тепловые насосы / Сборник статей — Издательский Центр «Аква-Терм», 2012, 65 стр.*

- Куколев М.И. Модели тепловых процессов в накопителях энергии для обоснования проектных решений. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук, 2006, Санкт-Петербург, 280 стр.
- Токарев И.С. Формирование отраслевой методики расчета параметров системы накопления электроэнергии для объектов газовой промышленности // Записки Горного института. EDN VIZSOQ.
- Тепловые насосы в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре / Информационно – методическое издание-Издательство «Перо», Москва.
- Гритчин, Р.Д. Воздушный тепловой насос как эффективный источник тепла для жилого дома / Р.Д. Гритчин, Д.И. Иванков. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2016. — № 8 (112). — С. 199-202.
- Эффективность использования воздушных тепловых насосов в условиях Пермского края /А.А. Гришков, https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5790
- Суслов А.В. Применение воздушных тепловых насосов в условиях холодного климата // Аква-Терм. – 2009. – № 3.

АККУМУЛИРОВАНИЕ ХОЛОДА В ЦЕНТРАХ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

Заводнова Е.Б., Куколев М.И.

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Центры обработки данных (ЦОД) являются основой цифровой экономики, обеспечивая бесперебойную работу различных сетевых сервисов, облачных вычислений и других ИТ-услуг. По мере роста объёмов данных и вычислительных ресурсов увеличивается потребность в эффективных системах охлаждения для поддержания стабильного температурного режима оборудования. Традиционные системы охлаждения являются дорогостоящими, капризными в обслуживании, занимают значительное место, а также сравнительно долго выходят на рабочий режим при запуске. В этом контексте системы аккумуляции холода представляют собой перспективное решение для повышения энергоэффективности объектов и сокращения затрат [1-5].

Системы аккумуляции позволяют накапливать холод в периоды с низкой потребностью объекта в охлаждении или низкими тарифами на электроэнергию, и использовать его в пиковые часы. Принцип работы таких систем основан на том, что холод аккумулируется охлажденной водой, льдом или твёрдой фазой других материалов.

В периоды высокой тепловой нагрузки накопленный холод используется для охлаждения оборудования ЦОД без необходимости дополнительных энергозатрат на работу специальных холодильных машин. Это повышает надёжность ЦОД, снижает риск перегрева оборудования и обеспечивает бесперебойную работу критически важных сервисов. Использование систем накопления холода способствует снижению потребления электроэнергии в пиковые часы, что снижает нагрузку на электросети и помогает сократить выбросы углекислого газа. Это особенно важно для ЦОД, стремящихся к соответствию экологическим стандартам и принципам устойчивого развития.

В рамках инициативной научно-исследовательской работы, выполняемой в Санкт-Петербургском политехническом университете Петра Великого, разрабатывается научный задел по проектированию эффективной системы обеспечения микроклимата в ЦОД с использованием холодильных машин Стирлинга и накопителей холода (Рис. 1). На первом этапе (2017 – 2022 гг.) специалистами университета совместно с ООО «Тепловые моторы» (г. Москва) был создан прототип высокоэффективной холодильной машины (Главный конструктор М.И. Куколев) [6].

Следующим этапом является создание прототипа уже непосредственно системы аккумуляции холода. На настоящий момент смонтирован экспериментальный стенд для исследования процессов тепломассопереноса в охлаждаемом воздушном канале с элементами аккумуляции (Рис.2).

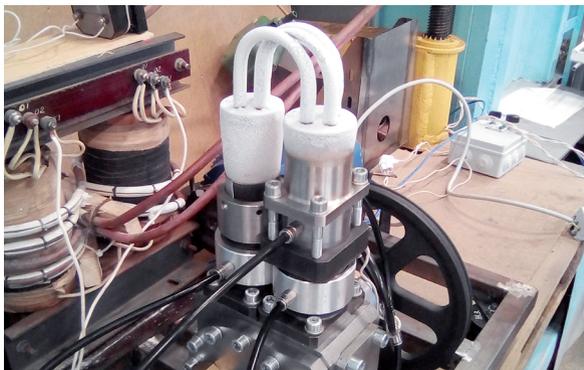
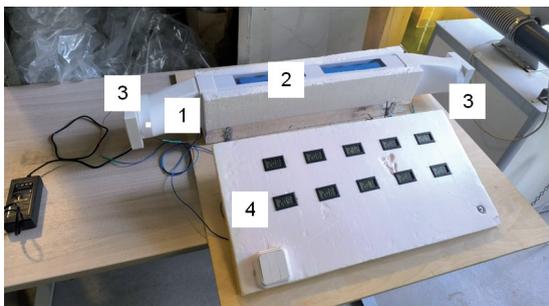


Рисунок 1. Испытания работы холодильной машины в лаборатории СППУ, 2017 г.; на трубках теплообменника активное образование инея

а)



б)

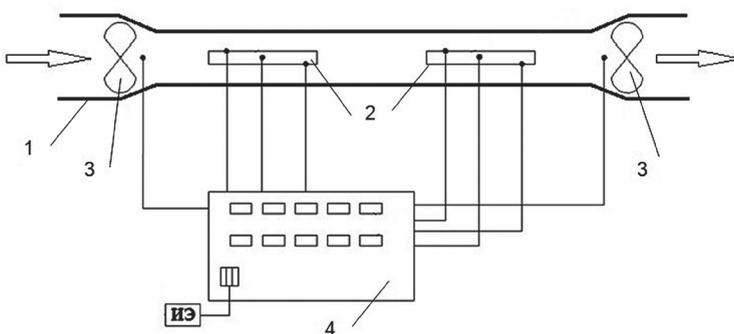


Рисунок 2. Внешний вид:

а) схема; б) экспериментального стенда для исследования процессов тепломассопереноса в охлаждаемом воздушном канале с элементами аккумуляции холода:

1 - воздушный канал; 2 - аккумулялирующая ячейка; 3 - вентилятор; 4 - панель информации

Экспериментальный стенд состоит из воздушного теплоизолированного канала 1 с размещёнными внутри него аккумулирующими ячейками 2. Ячейки наполнены фазопереходным теплоаккумулирующим материалом. На входе и выходе из канала расположены вентиляторы 3, обеспечивающие нагнетание и отток воздуха из канала. Стенд оснащён источником электропитания. Информация от температурных датчиков выводится на панель информации 4.

Начаты работы по получению экспериментальных данных о соответствии параметров воздушного потока при разряде аккумулирующих ячеек заданным. Эти данные будут сравнены с полученными ранее расчетными.

Литература

1. Бондарь Е.С., Калугин П.В. Энергосберегающие системы кондиционирования воздуха с аккумуляцией холода // СОК, 2006, № 3. – С. 44-48.
2. Наумов А.Л., Селиверстов Ю.М., Ефремов В.В., Протасов Г.В. Системы кондиционирования воздуха с аккумулятором холода // АВОК, 2012, № 3. – С. 52-56.
3. Селиверстов Ю.М., Ефремов В.В. Экономика систем кондиционирования воздуха с аккумулятором холода // АВОК, 2013, № 1. – С. 30-33.
4. Бройда В.А. Целесообразность системы кондиционирования воздуха с аккумулярованием холода // Известия КГАСУ, 2016, № 2 (36). – С. 127-132.
5. Филимонова В.Ю., Куколев М.И. Аккумуляторы холода в системах кондиционирования // Материалы науч. конф. с международным участием «Неделя науки СПбПУ, Инженерно-строительный институт». СПб: Изд-во СПбПУ, 2019. – С. 36-38.
6. Smirnov D., Dvortsov V., Saichenko A., Tkachenko M., Kukolev M., Bischi A., Ouerdane H. Experimental study of a high-tolerance piston-cylinder pair in the alpha ross-yoke Stirling refrigerator // International Journal of Refrigeration. 2019. T. 100. P. 235-245.

ТАРИФЫ КАК ИНСТРУМЕНТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИИ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ

Кокшаров В.А. д-р экон. наук, профессор кафедры экономика транспорта ФГБОУ ВО «Уральский государственный университет путей сообщения», профессор кафедры экономической безопасности производственных комплексов ФГАУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»

Домникова Л.В. – стар. преподаватель кафедры экономической безопасности производственных комплексов ФГАУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»

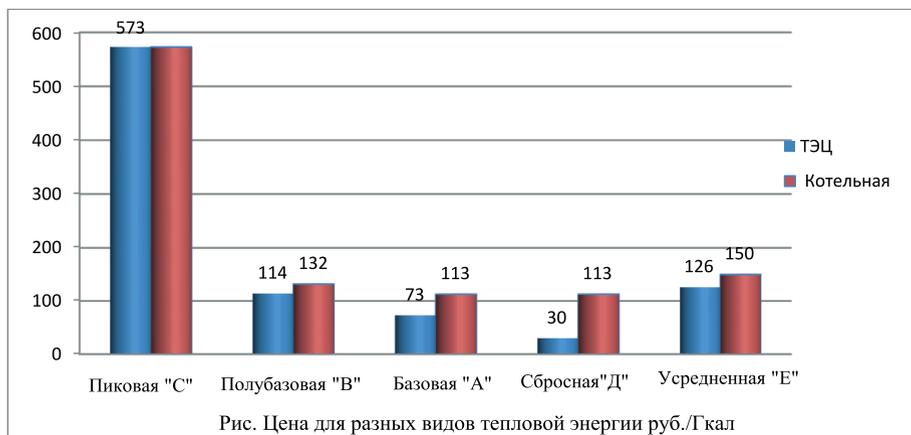
Цена на теплоэнергию может быть представлена в двух видах: одноставочного сезонного тарифа на отпущенную энергию по категориям потребителей и двухставочного тарифа на заявленную тепловую и электрическую мощность (см. таблицу и рисунок).

Цена тепловой мощности, энергии в зависимости от типа нагрузки, способа производства энергии и вида применяемого тарифа (в ценах 2000 г.) [1].

Виды нагрузок отопления	База «А»	Полубаза «Б»	Пик «С»	Средняя за год
Температура воздуха С ⁰	+35	+10	-20	-35 - + 37
Длительность периода, ч	до 8760	до 5280	до 1667	8760
Одноставочный тариф на отпуск тепла, руб./Гкал				
от котельной	113	132	573	150
от ТЭЦ	73	114	573	126
Двухставочный тариф				
от котельной				
На заявленную мощность, в тыс сруб. В год за 1 Гкал/час	188	188	188	188
На потребленную энергию, руб./Гкал	90	90	90	90
от ТЭЦ				
На заявленную мощность в тыс. руб. в год за 1 Гкал/час	188	188	188	188
На потребленную энергию, руб./Гкал	54	72	90	63

Одноставочная схема намного прозрачнее, и доступна для понимания, но на практике по ней сложнее осуществлять взаимные расчеты. Суть двухставочного тарифа несколько глубже – он в большей степени отвечает технологии производства энергетической продукции и предусматривает такую систему ценообразования, при которой с абонентов взимается фиксированная плата за право быть принятыми на обслуживание и отдельная сумма – за потребление каждой единицы полученной энергии.

Первое применение двух ставок на тепловую энергию (1966г. Санкт-Петербург) произвело настоящую тарифную революцию. Городские власти столкнулись с потоком жалоб на рост затрат на тепло. Предприятиям стало невыгодно завышать заявленные тепловые мощности: с введением двухставочного тарифа они снизились вдвое – 3194 до 1542 Гкал /ч.



Как видно из таблицы, стоимость тепла от ТЭЦ для круглосуточного базового использования составляет 73 руб. / Гкал, что в 1,5 раза дешевле базового тепла от котельной (113 руб./ Гкал) и в 7,8 раза дешевле пикового тепла «С» от котельных и ТЭЦ (573 руб. / Гкал). Для непиковых потребителей категории «Д» стоимость тепла может быть снижена 30 руб. / Гкал, что в 20 раз меньше по сравнению с пиком «С». На основании этих данных можно сделать вывод, что круглогодичное потребление тепла (база «А», 73 руб. / Гкал) в 8 раз рентабельнее, чем его использование только в зимний период (пик «С», 573 руб./ Гкал).

В данном случае маргинальные тарифы – это надежный инструмент внедрения энергосберегающих технологий вообще и теплофикации в частности. Главным результатом их использования в отрасли станет существенная, 10– 20 кратная разница в ценах на энергию в зависимости от технологии ее производства и структуры спроса на тепло и электроэнергию, что в свою очередь, обострит конкуренцию на рынке. Сразу будут выявлены необоснованно завышенные и незадействованные установленные тепловые и электрические мощности. В связи этим возникнет необходимость в развитии энергосберегающих технологий (например, теплофикации, которая в условиях Омска [2] обеспечит потенциал энергосбережения 200 – 800 млн. руб. в год), в применении эффективного теплового оборудования (в частности тепловых насосов, установок для аккумулирования тепла), проведении соответствующих мероприятий (утепление строительных конструкций, сокращение максимума нагрузок, поиск более дешевых пиковых и аварийных источников энергоснабжения). Энергетические компании уже

не будут объяснять дороговизну затратами на ее производство, а в рамках борьбы за потребителя начнут самостоятельно находить технологические решения, способствующие их кардинальному снижению.

Внедрение маргинальных тарифов в краткосрочном периоде (1 – 3 года) вызовет:

- массовый отказ потребителей от ранее заказанной, но практически не используемой тепловой и электрической мощности;
- перераспределение нагрузок с целью уменьшения пиков;
- значительное ужесточение взаимных договорных обязательств (по совмещенному графику нагрузок, температуре, гидравлике, давлению, химическому режиму).

В долгосрочном периоде (3 – 8 лет) это станет стимулом к:

- освоению новых технологий получения энергии (низкотемпературный транспорт тепла на сверхдальнее расстояние [3], применение тепловых насосов для передачи низкотемпературной тепловой энергии [4] (и полиэтиленовых трубопроводов для тепловых сетей, тепловое аккумулирование энергии [5]);
- замене традиционных двухтрубных систем транспорта трехтрубными с выделенным «рукавом» для горячего водоснабжения;
- созданию технологических схем совместной параллельно-последовательной работы ТЭЦ в базовом режиме и промышленных котельных в пике нагрузок (доля мощности – по 50%, доля энергии – 80 и 20 % соответственно) с дальнейшим ростом теплофикации в городах;
- формированию конкурентного рынка тепловой энергии с включением котельных в единые тепловые сети города;
- развитию малых ТЭЦ, парового привода на базе существующих тепловых нагрузок, использованию схем с утилизацией тепла уходящих газов, тепловых насосов и т.д.

Начиная с 1924 – 1930 гг. [6] теплоэнергетики и экономисты не могут определиться с тем, кому «отдать» выгоду от комбинированного производства энергии – потребителям электричества или тепла. Дискуссии на эту тему длятся до сих пор. До перехода к рыночной экономике Госплан СССР в приказном порядке решил этот вопрос в пользу потребителей электроэнергетики.

На сегодняшний день существует два принципиально противоположных метода разделения затрат – физический (административно узаконенный в 1950-х гг. [7]) и альтернативный ему эксергетический. Физический метод – порождение эпохи – выполнял исключительно идеологическую функцию и наглядно и убедительно показывал, что при «социалистическом» способе получения электроэнергии она в 1,5 раза дешевле, чем при «капиталистическом». Подобный идеологический подход устраивал монополиста – РАО «ЕЭС России», отвечающего только за надежное и бесперебойное электроснабжение. При этом обеспечение потребителей теплом было и до сих пор является сопутствующей, второстепенной задачей и решается по остаточному принципу – на уровне региона.

Эксергетический метод [8], напротив, отражает технологическую суть процесса производства энергии и пока не используется на практике, однако при получении низкопотенциального тепла, передаваемого отработанным паром, КПД может достигать 200 – 400%.

Применение физического метода, при котором искусственно занижаются затраты и переоценивается роль отработанного пара, в условиях рыночной экономики существенно тормозит внедрение энергосберегающих технологий в России. Для их освоения необходимо узаконить нормативный (на базе эксергетического) метод распределения расхода топлива.

В энергетике исторически сложилось две взаимодополняющие и конкурирующие отрасли – электроэнергетика и теплоэнергетика. Бытует распространённое мнение, что теплоэнергетика в большей своей части является составляющей электроэнергетики. Электроэнергетическую отрасль представляет естественный монополист – РАО «ЕЭС России», которое осуществляло надежное и бесперебойное электроснабжение регионов и потребителей, а также поддерживало развитие электроэнергетического комплекса. Электроэнергетика – строго контролируемая сфера с преемственностью в управлении, академическими институтами, нормативной базой, квалифицированными кадрами. Теплоэнергоснабжение для нее – лишь средство получения дешевой электроэнергии.

Для регионов же тепло является основой жизнедеятельности, и в условиях России оно гораздо важнее электричества. Губернаторы, которые должны грамотно отстаивать интересы своей территории, не знают сути узкоспециализированных научных разногласий и не могут отстоять приоритеты региональной теплоэнергетики перед федеральной электроэнергетикой [9].

Многие специалисты, понимая важность и истинное положение дел [10] в сфере теплофикации, пытаются усилить ее роль, но безуспешно – она все равно остается второстепенной. До настоящего времени в отрасли не утверждена Концепция технической и организационно-экономической политики теплофикации и централизованного теплоснабжения. Федеральные целевые программы по энергосбережению вообще не затрагивают вопросы развития теплофикации в нашей стране с ее холодным климатом, и это самый большой парадокс российской энергетики.

Значение теплофикации в условиях суровой зимы очень велико, и это осознают все кроме нас. Так, ведущая американская энергетическая корпорация AES в 1998 г. сразу начала свою деятельность в энергетическом секторе Казахстана [11] с управления тепловыми сетями Усть-Каменогорска, а дочерняя компания AES – «Иртыш Пауэр энд Лайт» – тут же поставила перед собой цель «осуществить революцию в теплоснабжении».

Теплоэнергетику и теплофикацию должны представлять и защищать регионы. Как «замыкающая» отрасль, она выполняет всю черновую работу, что осталась от электроэнергетики. Объекты теплоэнергетики разобщены территориально, нет преемственности в управлении, законодательные акты по энергосбережению носят декларативный характер, нормативная база в основном скопирована из электроэнергетики без учета

приоритетов регионов. Отсутствуют качественные показатели, отражающие эффективность расхода топлива. Для исправления ситуации необходимо принять новую Энергетическую стратегию России, так как принятая ранее концепция устарела. Здесь следует исходить из того, что основные фонды в нашей энергетике, как нигде в мире, находятся в критическом состоянии, поэтому и меры нужны кардинальные.

Усредненные тарифы, наследие плановой экономики, — главная проблема отечественной энергетики. Только цена, а не инструкция, способна определять доступность энергетических благ, управлять спросом и предложением, изменять технологию производства энергии. Действенным инструментом рыночной экономики при наличии практики использования антимонопольного законодательства могут стать маргинальные тарифы.

Для создания методики их расчета необходимо:

- продумать классификацию видов энергетической продукции (заявленная мощность — базовая, пиковая, резервная; потреблённая электроэнергия, тепловая энергия паром, горячей водой и т.д.);
- разработать в соответствии с ней систему классификации основных фондов ГРЭС, ТЭЦ, котельных, тепловых и электрических сетей;
- узаконить принцип авансирования расходов в энергетике не только для переменных затрат с их отнесением к энергии, но для постоянных с отнесением их к тем или иным видам мощности;
- ввести дополнительные формы статистической отчетности, отражающей эффективность энергосберегающей политики региона, по таким показателям, как удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) предприятия, региона, баланс энергии, эксергии (высококачественной превращаемой энергии), энергии (низкокачественной непревращаемой энергии) и т.д.

За последние двадцать лет централизованному теплоснабжению был нанесен серьезный ущерб. Недостаток финансирования и отсутствие системного подхода к решению проблем развития отрасли в первую очередь сказались на состоянии сетей. Особенно там, где этими вопросами занимались временщики, где в зоне действия тепловых сетей устанавливали «чудесные» крышные и зарубежные котельные.

Теплофикация — это национальное богатство России. Чем холоднее климат, тем выше ее значимость. Дания, Финляндия, Швеция [12] уже опережают Россию в данном направлении, хотя начали внедрять эту технологию на 50 лет позже нас. Доля теплофикационной выработки у них сейчас составляет 50% и продолжает расти, наш результат — 33% с тенденцией к снижению [13].

Для устранения технологических трудностей необходимо:

- радикально бороться с коррозией, ужесточать нормативы по кислороду в сетевой воде, применять новые методы деаэрации подпиточной сетевой воды (например, деаэраторы на перегретой воде на Омской ТЭЦ –6 в 1993–2000 гг. стабильно поддерживали уровень кислорода в 3–5 раз ниже нормативного показателя);

- использовать трехтрубные системы дальнего транспорта тепла с отдельной нагрузкой для горячего водоснабжения;
- внедрять такие технологии, как низкотемпературная сверхдальняя транспортировка тепла [14], во избежание его потерь через теплоизоляцию теплотрасс;
- ввести методику расчета маргинальных тарифов, показывающую экономическую целесообразность холодного транспорта сетевой воды и с помощью тепловых насосов [15].
- осваивать новые технологии совместной параллельно-последовательной работы ТЭЦ и промышленных котельных в объединённых тепловых сетях города; для получения экономической выгоды каждым из участников совместной деятельности производить взаимные расчеты на основании маргинальных тарифов;
- на качественно новом уровне решать вопросы автоматизации и регулирования гидравлических и температурных режимов у потребителей;
- для замены нерентабельных паровых котельных внедрять схемы с использованием тепловых насосов, позволяющих получать пар из сетевой воды.

Выводы

1. Теплофикация — одна из самых эффективных энергосберегающих технологий в России. В сравнении с отдельным способом производства тепла и электроэнергии она позволяет экономить до 20–30 % топлива. Концепция теплофикации, утвержденная на государственном уровне, способна дать толчок развитию энергосберегающей политики в России. Соответствующие программы должны появиться в регионах.
2. Для дальнейшего внедрения теплофикации и других энергосберегающих технологий надо поэтапно отменять одноставочные тарифы на энергетические услуги. Рыночные отношения должны предусматривать плату за право использования энергетической мощности (рабочей, заявленной, резервной, базовой, пиковой) и за фактически потребленную энергию.
3. Существующая практика распределения топливозатрат должна быть изменена в пользу эксергетического метода. При этом удельный расход условного топлива на электроэнергию на ТЭЦ должен соответствовать показателям ГРЭС с аналогичными параметрами пара, а удельный расход на производство тепла сократиться со 170 — 130 кг/Гкал до реального значения 42 — 85 кг/Гкал.
4. Для дальнейшего развития теплофикации необходимо отказаться от усредненных тарифов, и перейти к ценообразованию по маргинальным издержкам. Маргинальное ценообразование позволит определить количество установленного оборудования.
5. Для последовательной реализации потенциала энергосбережения регионов следует создавать региональные агентства теплофикации и энергосбережения.
6. Опережающий рост тарифов на электрическую и тепловую энергию на перспективу, недостаток средств на строительство мощностей для покрытия растущего спроса сохраняют тенденцию к сжатию рыночной ниши структур централизованного тепло-

и электроснабжения. Особенно остро эта проблема стоит для ТЭЦ. В конечном итоге это будет сказываться на напряженности топливно-энергетического баланса региона.

Литература

1. Богданов А. Б. Теплофикация – «Золушка» энергетики России// Энергорынок .2011. №3 с.20 - 25.
2. Дьяков А.Ф., Белов Е.И., Демидов О.И. и др. Основные направления технического перевооружения ТЭЦ АК «Ом-скэнерго»//Электрические станции. 1996. №9.
3. Соколов Е.А. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 1993.
4. Илюша А. В. Комбинированное использование термодинамических циклов – основа повышения эффективности теплоэнергоснабжения // Промышленная энергетика.1996. №7.
5. Бекман Г., Гилли П. Тепловое аккумулирование энергии /Пер. с англ. – М.: Мир, 1987.
6. Малафеев В.А. Как правильно определять стоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ // Энергетик. 2000. №9.
7. Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей: Сб. Статей под ред. А.В. Винтера. – М. : Госэнергоиз-дат, 1953.
8. Денисов В.Е., Кацнельсон Г.Г. О преимуществах эксергетического подхода к оценке работы ТЭЦ// Электрические станции. 1989. № 11.
9. Богданов А. Б. Теплофикация – «Золушка» энергетики России// Энергорынок .2011. №2 с. 20- 25.
10. Берсенева А.П., Еремин Л.М., Молофеев В.А. Достижения и проблемы развития теплофикации и централизованного теплоснабжения в России// Энергетик.1999. № 11.
11. Левезли Г. Мы хотим осуществить революцию в теплофикации// [www.caravan.kz / August/32/32-35-03.htm](http://www.caravan.kz/August/32/32-35-03.htm).
12. Батенин В.М., Масленников В.М. О некоторых нетрадиционных подходах к разработке стратегии развития энергетики России // Теплоэнергетика. 2000. № 10.
13. Богданов А. Б. Теплофикация – «Золушка» энергетики России// Энергорынок .2011. №2 с. 20- 25.
14. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети.- М.: Издательство МЭИ. 1999.
15. Илюша А. В. Комбинированное использование термодинамических циклов – основа повышения эффективности теплоэнергоснабжения // Промышленная энергетика.1996. №7.

ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ РЕСУРСОВ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Резник К.В. аспирант, Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет

Актуальные в настоящее время тенденции развития технологий, направленных на повышение энергоэффективности в различных отраслях промышленности, рост интереса к использованию вторичных и возобновляемых природных ресурсов, общие темпы цифровизации всех областей, стимулируют подобные разработки и исследования для объектов газоснабжения (интерес к которым также прикован на фоне активных темпов выполнения Федеральной программы по догазификации). Что соответствует задаче по формированию новых подходов к совершенствованию энергоснабжения и повешению энергетической эффективности, поставленной в ФЗ №261 от 23 ноября 2009 г «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [1].

Одним из направлений в решении вопросов применения вторичных и возобновляемых ресурсов на объектах газоснабжения служит использование более эффективных энергоустановок, использующих избыточное давление транспортируемого природного газа, возобновляемых природных источников без расхода органических видов топлива (что отвечает современному тренду по уменьшению углеродного следа, декарбонизации) на площадях газораспределительных станций (ГРС) с целью поддержания их устойчивого функционирования и, в дальнейшем, перехода на полностью автономную работу. В качестве технических средств в данном случае выступают энергосберегающие детандер-генераторные агрегаты (ДГА), а также оборудование, способное принимать и преобразовывать энергию от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как – солнечная и ветровая энергии.

На базе детандер - генераторных агрегатов возможно создание энерготехнологических установок с комплексной выработкой электроэнергии и холода (понижение температуры газа) без сжигания органических видов топлива, т.е. экологически чистым способом. При расширении природного газа в детандерном агрегате и передаче внешней работы на вал машины создается значительно большее охлаждение, чем при дросселировании, что подтверждает целесообразность применения данных агрегатов взамен дросселирующих устройств в составе ГРС [2]. Применение турбодетандеров положительно сказывается на повышении энергоэффективности установок, использующих охлажденный газ. Комплексное использование на ГРС энергии избыточного давления природного газа с целью выработки электроэнергии и подготовки хладагента является наиболее энергоэффективным способом утилизации ВИЭ при магистральной транспортировке газа и способствует поиску решений важнейших экономических и экологических проблем отрасли.

На фоне активного роста рынка центров обработки данных (ЦОД) [3], масштабных планов отечественных компаний по строительству новых подобных объектов, оснащенных большим количеством компьютерного оборудования и вычислительной техники, которые потребляют значительные объемы (по оценкам «Системного оператора ЕЭС» на апрель 2024 - порядка 2500 МВт) электроэнергии и нуждаются в мощных системах кондиционирования воздуха, модель взаимного расположения объектов ГРС и зданий ЦОД позиционирует себя, как наиболее экономически выгодный и экологически безопасный вариант. Данный подход к близкому возведению объектов ГРС и ЦОД является взаимовыгодным для газовой промышленности и IT-сектора отечественной экономики, т.к. первый - получает постоянного, гарантированного потребителя, повышает экологичность своих технологических процессов, второй – экономически выгодного поставщика электроэнергии и холода.

Литература

1. *Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 N 261-ФЗ*
2. *Кулагина О.В. Повышение энергоэффективности системы газоснабжения при внедрении энергохолодильных комплексов // Дис. кандидата технических наук: 25.00.19. Уфа, 2016. 231 с.*
3. *BusinessStat: Анализ рынка коммерческих дата-центров в России в 2018-2022 гг., прогноз на 2023-2027 гг. в условиях санкций.*

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА ДЛЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ТОПЛИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

Сайданов О.В., д.т.н. профессор, ВИ (ЖДВ и ВОСО) ВА МТО

Ландграф И.К., ИЦ «ВЭ» ООО «ЦВТ» АФК-Система

Касаткин М.А., ИЦ «ВЭ» ООО «ЦВТ» АФК-Система

В настоящее время электрохимические энергетические установки с твердополимерными топливными элементами (ЭЭУ с ТПТЭ) находят широкое применение на транспорте и в стационарной энергетике, в том числе и военной сфере [1].

Для функционирования ЭЭУ с ТПТЭ необходим особо чистый водород или водородосодержащий газ без вредных примесей, способных отравить топливные элементы.

Водород – один из самых распространенных на нашей планете элементов, но он практически не встречается в свободном виде, поэтому одной из основных проблем является его получение по цене, сопоставимой с ценой углеводородных топлив. Наиболее доступным и дешевым способом получения водорода является термохимическая конверсия углеводородных топлив, прежде всего природного газа, как наиболее распространенного и дешевого вида топлива.

Другой немаловажной проблемой является хранение водорода на объекте использования ЭЭУ с ТПТЭ.

Высокая энергоемкость водорода определяется возможностью аккумуляции и хранения в различных формах и состояниях. Однако его хранение и использование в больших количествах сопряжены со значительными трудностями.

Существуют и разрабатываются несколько способов хранения водорода: в газообразном (в баллонах высокого давления и подземных хранилищах), криогенном и связанном виде.

Хранение водорода в газообразном состоянии под давлением является наиболее распространенным способом. Различают крупномасштабное (более 10⁶ м³ водорода) и мелкомасштабное (до 10⁶ м³ водорода) хранение.

Крупномасштабное хранение осуществляется в естественных подземных резервуарах, таких как выработанные месторождения нефти и газа, соляные каверны, хранилища, созданные подземными взрывами. В США насчитывается более 300 подземных его хранилищ. В подземном хранилище в Гронингене (Голландия) можно хранить такое количество водорода, которое достаточно для удовлетворения всех энергетических нужд Западной Европы в течение продолжительного срока. Капитальные затраты при таком способе хранения невелики, потери водорода от утечки не превышают 5 % от полного объема хранилищ [2].

Мелкомасштабное хранение газообразного водорода осуществляется в сосудах высокого давления (баллонах). Это наиболее простой и относительно безопасный способ.

Баллоны для хранения газообразного водорода просты и компактны. Однако при использовании серийно выпускаемых промышленностью цельнометаллических баллонов из обычно применяемых для этих целей сталей (углеродистая марки Ст. 45, хромокремнемарганцовистая марки 30ХГСА и хромистая марки 38ХА) на 1 кг водорода требуется 50–180 кг массы баллона.

Современные технологии производства сосудов, работающих под высоким давлением, в частности из композитных материалов, позволяют создавать конструкции баллонов со значительно более низкой материалоемкостью. Такие баллоны получили название металлокомпозитных (МКБ).

В настоящее время МКБ в промышленных масштабах выпускают в Японии (компания «Teijin Limited»), Индии (компания «Luxfer Uttam India Private Ltd») и Китае (компании «Liaoning Alsafe Technology Co., Ltd», «Shenyang Gas Cylinder Safety Technology Co., Ltd») и др.

В России также ряд предприятий выпускает МКБ с объемами от 2 до 2500 л. В промышленных масштабах производство МКБ освоили компании: НПФ «Реал-Шторм», АО «Ижевские баллоны», Казанское ОКБ «Союз», ПАО «Орский машиностроительный завод», АО «НПП Маштест».

Основными недостатками МКБ являются более низкий срок службы 10–15 лет (цельнометаллические баллоны 40 лет), а также более высокая стоимость при небольших объемах производства (в 1,5 – 2 раза выше, чем у цельнометаллических).

Несмотря на недостатки, МКБ имеют хорошие перспективы для применения на транспорте и в беспилотных летательных аппаратах (БПЛА).

Криогенное хранение обеспечивает более высокую по сравнению с баллонным компактность, но потери газа здесь достаточно высоки и составляют 0,1...1 % от общей массы газа в сутки. Высокими стоимостью и потребностью в электроэнергии характеризуется способ сжижения водорода. Поэтому криогенное хранение водорода может быть использовано лишь для специальных целей (космическая и подводная техника, специальный транспорт).

При этом следует иметь в виду, что последствия аварийных ситуаций, связанных, например, с разгерметизацией криогенных емкостей могут носить катастрофический характер. Достаточно вспомнить катастрофу американского шаттла «Челенджер» в 1986 году.

Водород также может храниться в связанном состоянии в виде гидридов легких металлов, гидридов интерметаллидов и сплавов, в адсорбированном состоянии и в сорбированном виде – в углеродных наноструктурах.

Достаточно перспективным представляется метод обратимой сорбции водорода интерметаллидами. Существует целый класс комбинированных (интерметаллидных) гидридов, процесс термической диссоциации которых носит обратимый характер. Направление процесса (разложение или синтез) зависит от его параметров: давления и температуры.

Интерметаллиды поглощают водород при повышении давления и понижении температуры и выделяют водород при нагреве.

Наиболее широкое практическое применение нашли гидриды систем лантан-никель LaNi_5H_x ($x=6...7$) и железо-титан FeTiH_y .

Процессы разложения и синтеза описываются уравнениями типа:



Использование интерметаллидов имеет значительные преимущества в отношении техники безопасности. Поврежденный сосуд с гидридом значительно менее опасен, чем поврежденный жидководородный танк или сосуд высокого давления, заполненный сжатым водородом.

Перспективность такого способа хранения водорода в связанном (абсорбированном) состоянии определяется следующими факторами:

- накопление водорода в металлгидридах используется как промежуточный процесс при транспортировании и хранении;
- извлечение водорода из металлгидридного накопителя непосредственно в месте его потребления;
- использование в качестве аккумулятора с возможностью многократной зарядки и разрядки без замены сорбентов;
- практически неограниченное во времени бездренажное хранение водорода;
- возможность достижения экстремально высоких объемных плотностей атомов водорода в сорбенте по сравнению с альтернативными способами;
- отпадает необходимость в громоздких и тяжелых баллонах, для хранения газообразного водорода в сжатом состоянии, а также сложных в изготовлении и дорогостоящих сосудов для хранения жидкого водорода;
- при хранении водорода в металлгидридах объем системы уменьшается примерно в 3 раза по сравнению с объемом хранения в баллонах и 2 раза по сравнению с объемом хранения в криогенных сосудах;
- стационарные устройства для хранения водорода с использованием металлгидридов не имеют ограничений по массе и объему, а также их геометрической конфигурации;
- для зарядки металлгидридного накопителя требуются значительно более низкие давления водорода, чем для зарядки газового баллона.

При этом следует иметь в виду, что связывание водорода с металлом протекает с выделением теплоты. Образование гидрида (зарядка аккумулятора водорода) – экзотермический процесс. Освобождение водорода из гидрида (разрядка) – эндотермический процесс.

К настоящему времени синтезированы и изучены гидриды металлов и интерметаллических соединений, свойства которых существенно различаются. Для практики удобно, что существуют гидриды, способные поглощать и выделять водород при температурах, близких к комнатной (т.е., отличающихся от нее не более чем на несколько десятков градусов). Поэтому, для обеспечения функционирования гидридной системы хранения водорода можно использовать теплоту низкого температурного потенциала, например, теплоту, отводимую от работающих топливных элементов. Количество энергии, необходимой для работы гидридной системы хранения водорода, мало по сравнению с количеством энергии, которое требуется для сжижения водорода или сжатия его до высокого давления.

Для реализации интерметаллидного хранения водорода Военным институтом (Железнодорожных войск и военных сообщений) Военной академии материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулёва совместно с ООО «Инэ-нерджи» (г. Москва) и Военно-космической академией имени А.Ф. Можайского было предложено инновационное решение [3], согласно которому, сорбция водорода интерметаллидом в накопителе осуществляется за счет отвода теплоты дизельным топливом (ДТ), используемым для генерации водорода, а десорбция – соответственно за счет подвода теплоты от реакционной воды, образуемой в результате химической реакции окисления водорода в ТЭ. При этом затраты энергии на циркуляцию дизельного топлива и реакционной воды минимальны.

Следует отметить, что отечественная наука и промышленность имеет достаточный опыт разработки систем хранения водорода на основе интерметаллидных сплавов-сорбентов [1].

Тем не менее, сравнительный анализ вариантов исполнения систем хранения и подачи топлива (СХПТ) для транспортных объектов, например, мощностью 350 кВт., показал следующие результаты (см. таблицу 1).

Таблица 1

Сравнительный анализ вариантов исполнения систем хранения и подачи топлива (СХПТ) для транспортных объектов мощностью 350 кВт.

Тип СХПТ	Газобаллонная	Криогенная	Интерметаллидная
Масса водорода, кг	48	48	48
Масса оборудования, кг	920	460	3200
Объем оборудования, м ³	1,89	1,05	0,8
Начальное рабочее давление, МПа	до 70	до 1,0	до 3,5
Возможность длительного бездренажного хранения	да	нет	да
Разветвленная сеть промышленного производства в стране	да	нет	да
Необходимость организации инфраструктуры хранения и заправки ЛА	да	да	да
Сложность заправки, хранения и эксплуатации	Низкая	Высокая	Средняя
Наличие серийно выпускаемого оборудования (баллоны ВД, криогенные емкости хранения малого объема, интерметаллидные накопители) для размещения на ЛА	да	да	да

По совокупности параметров сравнения в ближайшей перспективе оптимальным способом хранения водорода для СХПТ транспортных средств является газобаллонный. СХПТ на основе криогенного способа хранения водорода будет иметь перспективу в будущем при организации крупнотоннажного производства такого водорода, создании соответствующей заправочной инфраструктуры в местах заправки ТС, а также налаживании производства отечественного специализированного криогенного оборудования. Использование интерметаллидной СХПТ следует рассматривать применительно к тяжелым колесным дорожным и рельсовым ТС, подводным транспортным средствам большого водоизмещения и стационарным объектам, включая водородные газозаправочные станции (ВГЗС).

Еще одной перспективной технологией связанного хранения водорода является хранение в составе жидких органических носителей водорода (ЖОНВ). ЖОНВ – это органические соединения, которые могут поглощать и выделять водород в результате химических реакций. В принципе, любое ненасыщенное соединение (органические молекулы с двойными или тройными связями) может поглощать водород во время гидрирования.

Для поглощения водорода дегидратированная форма ЖОНВ (ненасыщенное, в основном ароматическое соединение) вступает в реакцию с водородом в реакции гидрирования. Гидрирование является экзотермической реакцией и проводится при повышенных давлениях (примерно 30–50 бар) и температурах примерно 150 – 200 °С в присутствии катализатора. При этом образуется соответствующее насыщенное соединение, которое можно хранить или транспортировать в условиях окружающей среды. Для выделения водорода из ЖОНВ с целью его дальнейшего использования, например, в ЭУ с ПОМТЭ, гидрогенизированная, богатая водородом форма ЖОНВ, дегидрируется. Эта реакция эндотермическая, и она так же, как и обратная реакция, осуществляется при повышенных температурах (250 – 320 °С) в присутствии катализатора.

К настоящему времени получены результаты в области производства ЖОНВ из высокоароматических нефтяных дистиллятов вторичного происхождения, в частности, малоценных и крупнотоннажных легких газойлей каталитического крекинга. При этом удельная масса продукта составляет не более 0,865 г/см³ [4].

Для реализации хранения водорода с использованием ЖОНВ в составе ЭУ с ТПТЭ Военным институтом (Железнодорожных войск и военных сообщений) Военной академии материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулёва совместно с ООО «Центр водородных технологий», г. Москва («Инжиниринговый центр «Водородная энергетика», г. Санкт-Петербург) было предложено инновационное решение, согласно которому, для осуществления процесса гидрирования и дегидрирования к ЖОНВ подводится теплота, источником которой являются уходящие от термохимического реактора получения водорода газы. При этом дополнительных затрат энергии не требуется, так как используется «бросовая» теплота, что повышает КПД энергоустановки в целом.

Литература

1. *Электрохимические энергетические установки для объектов Вооруженных сил Российской Федерации: монография* / В.О. Сайданов, И.К. Ландграф, О.В. Савченко. - СПб.: Крыловский государственный научный центр, 2022. – 262 с.
2. Carden P.O., Paterson L. *Physical, chemical and energy aspects of underground hydrogen storage*// *Int. J. Hydrogen Energy*. - 1979 - V. 4 - № 6 - p. 559-569.
3. Патент 2811083, Российская Федерация МПК H01M8/00 (2006.01) Энергетическая установка с топливными элементами / И.К. Ландграф, В.О. Сайданов, К.П. Бут, Д.Р. Абсалямов; заявитель и патентообладатель ООО «ИнЭнерджи» № 2023123404; заявл. 08.09.2023.; опублик. 11.01.2024, бюл. № 2.
4. В.А. Лаврентьев, М.У. Султанова, В.О. Самойлов, Т.В. Ривкина / Жидкие органические носители водорода на основе вторичных газойлевых фракций. *Материалы XIV научно-практической конференции «Актуальные задачи нефтегазохимического комплекса» под редакцией А.В. Назарова и Б.П. Туманяна – М.:Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021, с.26-27.*

МЕТОДИКА СБЕРЕЖЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, ПОТРЕБЛЯЕМЫХ АВТОНОМНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЗА СЧЁТ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СРЕДСТВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Абсалямов Д.Р., Панихин Д.Я.,

ФВГОУ ВПО Военно-космическая академия имени А.Ф. Можайского

В настоящей статье описана методика сбережения энергоресурсов, потребляемых автономными источниками электроснабжения (АИЭ) технических систем (ТС) за счёт изменения рабочих характеристик средств энергоснабжения. Опыт эксплуатации объектов наземной космической инфраструктуры (ОНКИ) показал, что энергопотребление различных технических систем носит резкопеременный характер, что приводит к увеличенному расходу топлива АИЭ.

Ключевые слова: сбережение энергоресурсов, автономные источники электроснабжения, технические системы, рабочие характеристики.

Анализ существующих методик выравнивания графиков нагрузок и особенностей режимов потребления электроэнергии ТС показал целесообразность разработки способа, связанного с согласованием режимов работы автономных источников электроснабжения ТС, не изменяя объема потребляемой электроэнергии. Для работы систем электроснабжения (СЭ) при резкопеременных нагрузках уже разработаны методики выравнивания нагрузки потребителей ТС, учитывающие возможности потребителей-регуляторов перераспределять потребляемую мощность. При этом, применение подходов комплексного или одновременного (совместного) использования существующих методик выравнивания графиков нагрузки и методик подстройки АИЭ под нужды потребителей особой группы проработано не в полной мере.

При этом потребление условного топлива средствами энергоснабжения специальных технических систем является основным фактором, определяющим эффективность работы СЭ.

Проведенные исследования в форме пассивного многофакторного эксперимента на экспериментальной установке СЭ на базе ДЭС позволили получить комплексную модель потребления условного топлива $Q_{ут}$ в зависимости от технического состояния (1).

$$Q_{ут} = -19,07 + 0,5574P_{атм} + 0,0065\tau_{нар} + 0,021P_{ген} + 2,1u_1^2 + 0,28m_2^2 - 5,3m_1 - 0,929m_2 - 0,723m_1m_2 \text{ (кг у.т./час)} \quad (1)$$

где: $P_{атм}$ – атмосферное давление, кПа;

$\tau_{нар}$ – время наработки, час;

$P_{ген}$ – генерируемая мощность, кВт;

m_1 – использование первой разработанной методики;

m_2 – использование второй разработанной методики;

Обработка результатов эксперимента проводилась в 2 этапа. На первом этапе была получена модель потребления СЭ $Q_{\text{ут}}$, имеющая зависимость от $P_{\text{атм}}$, $\tau_{\text{нар}}$, $P_{\text{ген}}$.

Уравнение первой части модели проверялось на адекватность по критерию Фишера, а значимость коэффициентов по критерию Стьюдента. Итоговое уравнение первой части представлено выражением (2).

$$Q_{\text{ут}} = -19,03 + 0,5574 * P_{\text{атм}} + 0,0065 * \tau_{\text{нар}} + 0,021P_{\text{ген}} \text{ (кг у.т./час)} \quad (2)$$

Матрица расчета коэффициентов регрессии второй части модели, позволяющая найти влияние на $G_{\text{ут}}$ коэффициентов u_1 и u_2 , была получена из точек получения данных по расходованию условного топлива активного двухфакторного эксперимента, которой будет соответствовать модель следующего вида (3):

$$Q_{\text{ут}} = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2 + b_3X_1^2 + b_4X_2^2 + b_5X_1X_2 \quad (3)$$

Полученное уравнение второй части модели проверялось на адекватность по критерию Фишера, а значимость коэффициентов по критерию Стьюдента. Итоговое уравнение второй части при фиксированных значениях внешних возмущающих факторов $P_{\text{атм}}$, $\tau_{\text{нар}}$, $P_{\text{ген}}$, представлено выражением (4).

$$Q_{\text{ут}} = 45.468 + 2.1 \cdot u_1^2 + 0.28 \cdot u_2^2 - 5.3 \cdot u_1 - 0.929 \cdot u_2 - 0.723 \cdot u_1 \cdot u_2 \quad (4)$$

Комплексное уравнение на основе двух, ранее полученных частей (2 и 4), примет вид, показанный выражением (5).

$$Q_{\text{ут}} = -19,07 + 0,5574P_{\text{атм}} + 0,0065\tau_{\text{нар}} + 0,021P_{\text{ген}} + 2.1u_1^2 + 0.28u_2^2 - 5.3u_1 - 0.929u_2 - 0.723u_1u_2 \text{ (кг у.т./час)} \quad (5)$$

Полученная регрессионная модель позволяет подтвердить значимость разработанных методик и оценить эффективность разработанного способа. Экспериментальная проверка эффективности предложенного способа была осуществлена на натурной модели автономного источника электроснабжения, созданной на экспериментальной базе ПАО «ЗВЕЗДА».

Сравнительная оценка расчетных и экспериментальных результатов реализации метода показала высокую степень сходимости расчетных и экспериментальных данных.

На основе полученной зависимости (5) возможно решение экономической задачи по оптимизации затрат на комплексное применение разработанных методик при модернизации имеющегося парка СЭ.

Для этого необходимо найти управляющие воздействие в виде коэффициента модернизации парка СЭ на базе ДЭС до ДЭС с МДП генератором (u_1) и управляющее воздействие в виде коэффициента использования способа выравнивания графиков нагрузок (u_2), обеспечивающих выполнение условий минимизации $Q_{\text{ут}}$.

$$\mathbf{U}^* = \arg \min_{\mathbf{U} \in D} \{C_{\Sigma}(\mathbf{U})\}; \quad (6)$$

где: $C_{\Sigma}(u_1, u_2) = \mathbf{A}^T \mathbf{U} + \mathbf{U}^T \mathbf{A} \mathbf{U}; \mathbf{U}^T = [u_1, u_2];$ (7)

$$\mathbf{A} = (a_1, a_2)^T; \quad \mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{22} a_{21/2} \\ a_{21/2} a_{22} \end{bmatrix}. \quad (8)$$

При следующих ограничениях:

$$D = \{0,1 \leq u_1 \leq 0,9; 0,15 \leq u_2 \leq 0,85; C_M = u_1 + \gamma u_2\} \quad (9)$$

где: первая часть, это система материальных ограничений, а вторая - C_M – ограничения абсолютной стоимости на модернизацию.

$$C_M' = \alpha u_1 + \beta u_2; \quad (10)$$

где: αu_1 и βu_2 – стоимости внедрения ДЭС до ДЭС с МДП генератором в СЭ и способа выравнивания графиков нагрузок.

Задача была решена методом наискорейшего градиентного спуска для представленной постановки задачи при заданных исходных данных.

Экспериментальная проверка эффективности предложенного способа была осуществлена на натурной модели автономного источника электроснабжения, созданной на экспериментальной базе ПАО «ЗВЕЗДА». Оценка качества метода проведена путем сравнения расчетных и экспериментальных результатов его реализации. Результаты показали высокую степень сходимости расчетных с экспериментальными данными, которая составила 7,5-12%.

Расчёты, проведённые по представленному способу, показали снижение удельного эффективного расхода топлива на 18-23%; снижение расходов условного топлива на 8-15%; повышение сроков автономности СТС на 8-12%; обеспечение номинального режима работы СЭ на базе ДЭС в режимах от 27-110% нагрузки по мощности от исходных показателей двигателя ДЭС.

Разработанный способ обеспечения номинального режима работы средств энергоснабжения СТС при изменяющейся нагрузке, в отличие от известных, основан на комплексном применении разработанных методик, учитывающих зависимость удельного эффективного расхода топлива от частоты вращения вала дизель-генератора и нагрузки, а также на основе разработанного алгоритма, что позволяет повысить комплексный коэффициент использования средств энергоснабжения на базе ДЭС при изменяющейся нагрузке.

Литература

1. Абсалямов Д.Р., Хальметов Р.Р., Аитов Р.Н., Петров А.Ю. Прогнозирования технико-экономических показателей механического оборудования дизель генераторов в процессе эксплуатации / Известия Тульского государственного университета. Технические науки, 2022. Выпуск 3. С. 71-75
2. Абсалямов Д.Р., Мосягин Р.А., Моторин В.М., Сальников В.М. Энерго-ресурсообеспечение эксплуатации наземной космической инфраструктуры космодромов / Сборник статей XXIV межвузовской научно-практической конференции «Современные направления развития технологии, организации и экономики строительства» ВИ(ИТ) ВА МТО. 2021. Спец. выпуск 3 (15). С.17-24.
3. Абсалямов Д.Р., Николаев К.С. Обоснование применения регрессионного анализа для построения математических моделей специальных технических систем / Труды ВКА имени А.Ф.Можайского. 2010. Выпуск 627. С 8-11.
4. Аверьянов В.К. Научно-технические основы энергосбережения в системах теплоснабжения специальных комплексов. Монография. ЛВВИСКУ. 1988. 160 с.

МЕТОДИКА ПЛАВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА ВЫХОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТЭЦ В ЗОНЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ФИЛИАЛА «НЕВСКИЙ» ПАО «ТГК-1»

Рожков Р.Ю., заместитель главного инженера по режимам теплоснабжения АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

Хотяков В.В., ведущий инженер,

ПТО АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

В ответ на вопрос о том, как должна регулироваться температура теплоносителя, подаваемого от источника тепла в тепловые сети, грамотный теплоэнергетик скажет: «В соответствии с утвержденным для данной системы теплоснабжения температурным графиком». Но температурный график – это просто математическая зависимость, связывающая температуру теплоносителя с температурой воздуха, а как ему следовать на практике? Очевидно, что на крупных источниках тепла с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией невозможно непрерывно менять температуру теплоносителя вслед за изменением температуры воздуха. Кроме того, в тепловых сетях большой протяженности время транспорта теплоносителя от источника до наиболее удаленных потребителей может существенно (на часы) отличаться от аналогичного времени транспорта до ближайших к теплоисточнику абонентов, в результате чего обеспечить непрерывное точное соблюдение температурного графика одновременно для всех потребителей в условиях централизованного теплоснабжения физически невозможно. Это приводит к необходимости регулирования температуры теплоносителя не по мгновенным значениям температуры воздуха, а по неким усредненным значениям погодных условий за более-менее длительные интервалы времени.

Так, традиционный способ регулирования основывается на указаниях «ПТЭ электрических станций и сетей Российской Федерации», действовавших до 05.03.2023, где в п. 4.11.1. говорится: «температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным графиком должна быть задана по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12 - 24 ч., определяемый диспетчером тепловой сети . . .». Это указание не является четким и однозначным. Действительно, о каком конкретно промежутке времени в 12÷24 часов идет речь: предшествовавшем моменту утверждения температурного задания, либо это должны быть усредненные прогнозные данные Гидрометцентра на предстоящие сутки? В разных теплоснабжающих организациях это указание ПТЭ интерпретируется по-разному, но наиболее типичный способ традиционного регулирования – на основании данных о температуре воздуха на момент утверждения температурного задания, которые могут как-то корректироваться с учетом суточного прогноза. Такой метод регулирования имеет ряд недостатков:

Для источников тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и

тепловой энергии (ТЭЦ) частые изменения температуры теплоносителя несовместимы с заблаговременным планированием электрической нагрузки, т.к. негативно сказываются, как на обеспечении плановой выработки электроэнергии, так и на экономических показателях работы оборудования ТЭЦ.

Постоянные изменения температуры сетевой воды с амплитудой $5 \div 15$ °С, а в ряде случаев и более, даже если они выполняются с нормативной скоростью – менее 30 °С/ч., являются фактором стрессового воздействия на трубопроводы тепловых сетей и, тем самым, приводят к снижению их эксплуатационного ресурса. Это выражается в повышении повреждаемости тепловых сетей, что особенно ярко проявляется в системах теплоснабжения с высокой степенью износа тепловых сетей, к которым относится система теплоснабжения в зоне ответственности АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», где более 56% трубопроводов выработали эксплуатационный ресурс.

Стремление снизить повреждаемость тепловых сетей в зимний период за счет повышения плавности регулирования температуры теплоносителя послужило основным толчком к разработке предлагаемой методики. При этом следует отметить, что сама разработка методики регулирования температуры теплоносителя не противоречит действующим нормативным документам, указания которых в этой части крайне расплывчаты: «Температура сетевой воды в подающих трубопроводах . . . должна задаваться оперативно-диспетчерским персоналом системы теплоснабжения в зависимости от значений температуры наружного воздуха и других текущих климатических условий с учетом температурного графика системы теплоснабжения . . .» (см. ПТЭ электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070, пункт 355).

Предлагаемая методика регулирования температуры сетевой воды, отпускаемой от энергоисточника на теплоснабжение потребителей, базируется на двух принципах:

Стремлении сделать регулирование температуры теплоносителя как можно более плавным, т.е. уменьшить частоту и амплитуду ежесуточных изменений температуры сетевой воды в процессе реализации «качественного» регулирования теплоотпуска.

Стремлении обеспечить соблюдение комфортных условий в отапливаемых зданиях за счет передачи потребителям за каждый интервал времени отопительного сезона длительностью 5 суток тепловой энергии в объеме максимально приближенном к «нормативной» величине, которая рассчитывается исходя из методики традиционного регулирования теплоотпуска как тепловая энергия, передаваемая потребителям при регулировании температуры сетевой воды по среднесуточной температуре наружного воздуха в соответствии с утвержденным температурным графиком. При этом в каждые отдельные сутки, установленного интервала времени, температура сетевой воды может отличаться от рассчитанной по температурному графику для погодных условий именно этих суток.

С математической точки зрения сформулированные принципы методики плавного регулирования температуры сетевой воды можно представить, как стремление к минимизации следующего функционала:

$$\Phi = \left[\sum_{i=-1}^3 \lambda_i \cdot (Q_{\text{ФП}}^i - Q_{\text{расчет}}^i) \right]^2 + k \cdot (c \cdot G_2)^2 \cdot \sum_{i=1}^3 (T_1^i - T_1^{i-1})^2 \quad (1)$$

$\rightarrow \mathit{min}$ (1)

где:

i – номер суток рассматриваемого в методике пятидневного интервала времени, причем:

$i=0$ – день планирования температурного режима, когда выполняется расчёт температурного задания;

$i=-1$ день, предшествующий дню планирования;

$i=1 \div 3$ – три последовательных дня, следующих за днем планирования, для которых и осуществляется расчет температурного режима по методике (при этом ☒ день, ближайший к дню планирования).

k – коэффициент стабилизации, величина которого определяет степень плавности регулировки температуры: чем k больше, тем более плавным будет график изменения температуры сетевой воды (меньше суточные колебания температурного задания), но, вместе с тем, увеличивается отличие фактической тепловой энергии, отпускаемой потребителям за рассматриваемый интервал времени от расчётной величины (требуемой, исходя из традиционного способа регулирования по текущей среднесуточной температуре наружного воздуха).

T_1^i – среднесуточная температура сетевой воды, отпускаемой от энергоисточника по подающим трубопроводам тепломагистралей в i -ые сутки рассматриваемого интервала времени, причем:

T_1^{-1}, T_1^0 – фактические значения температурного задания (фактической температуры теплоносителя) за день, предшествующий дню планирования, и непосредственно в день планирования режима;

T_1^1, T_1^2, T_1^3 – расчетные значения температурного задания на трое суток, следующих за днем планирования температурного режима;

$Q_{\text{ФП}}^i$ – Расчетная величина усредненной за i -е сутки рассматриваемого 5-ти дневного периода тепловой нагрузки энергоисточника (ТЭЦ), под которой в зависимости от значения индекса подразумевается:

для $i=-1$ – фактическая среднесуточная тепловая нагрузка рассматриваемого энергоисточника за сутки, предшествующие дню планирования режима теплоотпуска;

для $i=0$ – фактическая среднесуточная тепловая нагрузка рассматриваемого энергоисточника на день планирования режима теплоотпуска, которая рассчитывается из условия поддержания на ТЭЦ температуры сетевой воды в точном соответствии с установленным на текущий день заданием: T_1^0 ;

для $i=1 \div 3$ – прогнозная величина среднесуточной тепловой нагрузки ТЭЦ

в i -й день планируемого режима теплоотпуска, рассчитываемая из условия поддержания на ТЭЦ температуры теплоносителя в соответствии с рассчитанным на осно-

вании настоящей методики температурным заданием (T_i^i) при температуре воздуха, соответствующей прогнозу Гидрометцентра;

λ_i – весовой коэффициент, определяющий значимость для расчета температурного задания отклонения величины фактически отпущенной потребителям за i -ые сутки тепловой энергии от расчетного (нормативного) значения, вычисляемого из температурного графика по среднесуточной температуре воздуха, который может изменяться от 0 до 1. Влияние λ_i на результат расчета можно пояснить на примере анализа крайних значений установленного диапазона. Если $\lambda_i = 0$, то это означает, что отклонение фактически передаваемой тепловой энергии от расчетной за i -ые сутки не будет оказывать влияние на результат расчета. Задание $\lambda_i = 1$ (установленное максимальное значение) означает стремление минимизировать отклонение фактически передаваемой потребителям тепловой энергии в i -ый день от расчетного значения.

При разработке методики использовалась следующая упрощенная формула для расчета $Q_{\text{ФП}}^i$:

$$Q_{\text{ФП}}^i = c \cdot G_2 \cdot (T_1^i - T_2^i) + Q_{\text{ГВС}} \quad (2)$$

$c = 10^{-3}$ Гкал / $^{\circ}\text{C} \cdot \text{т}$ – удельная теплоемкость сетевой воды;

T_2^i – температура теплоносителя в обратном трубопроводе тепломагистрали, соответствующая температуре наружного воздуха t_{HB}^i и поддержанию в подающем трубопроводе температуры T_1^i , которая рассчитывается по формуле:

$$T_2^i = T_1^i - \frac{[\theta_1(t_{\text{HB}}^i) - \theta_2(t_{\text{HB}}^i)]}{[\theta_1(t_{\text{HB}}^i) - t_{\text{HB}}^i]} \cdot (T_1^i - t_{\text{HB}}^i) \quad (3)$$

t_{HB}^i – среднесуточное значение температуры наружного воздуха за i -е сутки, причем:

t_{HB}^{i-1} – фактические значения среднесуточной температуры наружного воздуха за день, предшествующий дню планирования режима теплоотпуска;

t_{HB}^i – при $i = 0, 1, 2, 3$ – прогноз Гидрометцентра по среднесуточной температуре наружного воздуха на текущий день (планирования режима) и трое последующих суток;

$\theta_1(t_{\text{HB}}^i)$ – расчетная (нормативная) температура сетевой воды, которую следует поддерживать в подающем трубопроводе тепломагистрали ТЭЦ при традиционном способе регулирования по среднесуточной температуре наружного воздуха (t_{HB}^i), исходя из утвержденного для рассматриваемой ТЭЦ температурного графика;

$\theta_2(t_{\text{HB}}^i)$ – расчетная (нормативная) температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепломагистрали ТЭЦ при традиционном способе регулирования по среднесуточной температуре наружного воздуха (t_{HB}^i), исходя из утвержденного для рассматриваемой ТЭЦ температурного графика;

$Q_{\text{расчет}}^i$ – расчетная (нормативная) величина усредненной за i -е сутки рассматриваемого 5-ти дневного периода тепловой нагрузки ТЭЦ, определяемая при условии традиционного способа регулирования по среднесуточной температуре наружного воздуха ($t_{\text{НВ}}^i$) в соответствии с утвержденным температурным графиком:

$$Q_{\text{расчет}}^i = c \cdot G_2 \cdot \left[\theta_1 (t_{\text{НВ}}^i) - \theta_2 (t_{\text{НВ}}^i) \right] + Q_{\text{ГВС}} \quad (4)$$

где:

G_2 – расход теплоносителя по обратному трубопроводу тепломагистрали ТЭЦ, который принимается неизменным для каждого дня рассматриваемого периода, и независимым от способа регулирования теплоотпуска (фактически в расчете не участвует), т/ч;

$Q_{\text{ГВС}}$ – среднесуточная нагрузка горячего водоснабжения, которая принимается неизменной для каждого дня рассматриваемого периода, и независимой от способа регулирования теплоотпуска (фактически в расчете не участвует), т/ч;

Условие минимума функционала Φ достигается при одновременном выполнении трех следующих условий:

$$\begin{cases} \frac{\partial \Phi}{\partial T_1^1} = 0 \\ \frac{\partial \Phi}{\partial T_1^2} = 0 \\ \frac{\partial \Phi}{\partial T_1^3} = 0 \end{cases} \quad (5)$$

Подставляя в эти уравнения формулу (1) и произведя комплекс преобразований, получаем систему трех линейных уравнений для расчета: T_1^1, T_1^2, T_1^3 , определяющих температурное задание на предстоящие 3 дня регулирования теплоотпуска:

$$\begin{cases} \alpha_{11} \cdot T_1^1 + \alpha_{12} \cdot T_1^2 + \alpha_{13} \cdot T_1^3 = \alpha_{14} \\ \alpha_{21} \cdot T_1^1 + \alpha_{22} \cdot T_1^2 + \alpha_{23} \cdot T_1^3 = \alpha_{24} \\ \alpha_{31} \cdot T_1^1 + \alpha_{32} \cdot T_1^2 + \alpha_{33} \cdot T_1^3 = \alpha_{34} \end{cases} \quad (6)$$

Коэффициенты полученной системы уравнений рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} \alpha_{11} &= (\beta_1)^2 + 2 \cdot k \\ \alpha_{12} &= \alpha_{21} = \beta_1 \cdot \beta_2 - k \\ \alpha_{13} &= \alpha_{31} = \beta_1 \cdot \beta_3 \\ \alpha_{14} &= \beta_1 \cdot B + k \cdot T_1^0 \\ \alpha_{22} &= (\beta_2)^2 + 2 \cdot k \\ \alpha_{23} &= \alpha_{32} = \beta_2 \cdot \beta_3 - k \end{aligned} \quad (7)$$

$$\alpha_{24} = \beta_2 \cdot B$$

$$\alpha_{33} = (\beta_3)^2 + k$$

$$\alpha_{34} = \beta_3 \cdot B$$

где:

$$\beta_i = \lambda_i \cdot \frac{[T_{1\text{граф}}^i - T_{2\text{граф}}^i]}{[T_{1\text{граф}}^i - t_{\text{НВ}}^i]}$$

$$A = \sum_{i=-1}^0 \beta_i \cdot (T_1^i - \theta_1(t_{\text{НВ}}^i))$$

$$B = \sum_{i=1}^3 [\beta_i \cdot \theta_1(t_{\text{НВ}}^i)] - A$$

Решая любым стандартным методом систему уравнений (6), несложно рассчитать искомые: T_1^1, T_1^2, T_1^3 , - задаваемые на предстоящие трое суток периода регулирования теплоотпуска значения температуры теплоносителя, отпускаемого от ТЭЦ.

Одной из важнейших задач, решаемых при разработке предлагаемой методики, является задача правильного выбора коэффициента стабилизации - k . Влияние этого коэффициента на результат расчёта температурного задания на предстоящие трое суток (T_1^1, T_1^2, T_1^3) состоит в следующем:

чем коэффициент k больше, тем более плавным будет регулирование T_1 (в предельном случае очень большой величины k температура будет полностью стабилизирована на существующем уровне, независимо от прогноза по изменению $t_{\text{НВ}}$, т.е. $T_1^1 = T_1^2 = T_1^3 = T_1^0$), но одновременно с этим будет наблюдаться увеличение отличия фактически переданной потребителям за 5 дней ($i=-1;0;1;2;3$) тепловой энергии от расчётной величины, соответствующей строгому выполнению условия традиционного регулирования - по среднесуточной температуре воздуха текущих суток, на основании утвержденного температурного графика;

уменьшение значения коэффициента k будет приводить к противоположному результату: фактически ежедневно передаваемая потребителям тепловая энергия будет приближаться к требуемой нормативной величине, но при этом возрастут суточные изменения температуры сетевой воды, которая станет все более чувствительна к суточным колебаниям температуры воздуха.

При определении k ищется некий разумный компромисс между этими двумя тенденциями. Такая задача была решена итерационным методом на основании фактических данных об изменении среднесуточной температуры воздуха в Санкт-Петербурге за отопительные сезоны 2022-2024 годов, а именно: по разработанной методике проводились

расчёты температурного задания на каждый день при определённом значении k , после чего результат анализировался на предмет выполнения следующих 2-х критериев:

Изменение температурного задания при переходе к следующим суткам регулирования не должно превышать 5°C , т.е.

$$\left| T_1^j - T_1^{j-1} \right| \leq 5^{\circ}\text{C}$$

2. За любой 5-ти дневный интервал времени отличие суммарно переданной потребителям тепловой энергии от расчётной величины, рассчитанной исходя из традиционного способа регулирования теплоотпуска, не должно превышать $5 \div 10\%$, т.е.

$$\frac{\left| \sum_{j=1}^{j+5} Q_{\text{факт}}^j - \sum_{j=1}^{j+5} Q_{\text{расчёт}}^j \right|}{\sum_{j=1}^{j+5} Q_{\text{расчёт}}^j} \leq 0,1$$

во всем диапазоне изменения j (от 1 до N), где:

j – это порядковый номер дня отопительного сезона,

N – полное число дней отопительного сезона.

Далее, в зависимости от результатов анализа на предмет: какой из критериев нарушается, вносилось изменение в величину k (которая увеличивалась, либо уменьшалась) и расчет повторялся вновь.

На основании детального анализа результатов многовариантных расчетов регуляционных графиков при разных значениях k выбрано следующее оптимальное значение коэффициента стабилизации:

$$k=1,4$$

На основании описанного алгоритма создана компьютерная программа, позволяющая рассчитать задание по температуре сетевой воды, отпускаемой от тепломагистрали ТЭЦ потребителям на предстоящие 3 дня регулирования при наличии следующих исходных данных:

- утвержденном температурном графике регулирования температуры теплоносителя, подаваемого потребителям рассматриваемой тепломагистрали ТЭЦ;
- данных Гидрометцентра о фактической среднесуточной температуре наружного воздуха в день, предшествующий планированию режима, и прогнозных значениях среднесуточной температуры на день планирования режима и последующие 3 дня;
- данных о фактической среднесуточной температуре теплоносителя в рассматриваемой магистрали ТЭЦ за день, предшествующий планированию режима, и температурном задании, установленном на текущий день выполнения расчета (день планирования).

С начала отопительного сезона 2023-2024 гг. описанная методика плавного регулирования температуры теплоносителя была внедрена в АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» для регулирования температуры теплоносителя на выходных коллекторах теплоисточников в зоне теплоснабжения филиала «Невский» ПАО «ТГК-1».

Эффект от применения данной методики на примере регулирования температуры сетевой воды в тепломагистралях ТЭЦ-7 наглядно иллюстрирует рис.1, где для сравнения представлены два графика:

- фактического изменения температуры теплоносителя на выходных коллекторах ТЭЦ-7, регулировка которой осуществлялась в соответствии с описанной методикой;
- «нормативного» изменения температуры теплоносителя, которое должно было реализовываться при традиционном способе регулирования по среднесуточной температуре воздуха на день регулирования.

Сравнение представленных графиков наглядно показывает, что при реализации описанной методики регулирование температуры сетевой воды на ТЭЦ становится намного более плавным. Так, среднесуточные изменения фактической температуры теплоносителя при реализации методики составляют 1,4 °С, а максимальные суточные колебания температуры не превышают 5 °С, тогда как при традиционном способе регулирования эти показатели составляют соответственно: 3,0 °С и 16 °С! При этом повышение плавности регулирования температуры является одним из важнейших факторов снижения повреждаемости тепловых сетей. Следует также отметить, что при реализации предлагаемого способа регулирования величина передаваемой потребителям тепловой энергии за недельный интервал времени в среднем отличается от нормативной величины не более чем на 1,8 %, а в целом за отопительный сезон отличие фактически переданной потребителям тепловой энергии от нормативной величины составляет менее 1%.

К вышеизложенному можно добавить, что 23.11.2023 по результатам разработки описанной методики плавного регулирования температуры теплоносителя был сделан доклад на заседании научно-технического совета Комитета по энергетике и инженерному обеспечению Правительства Санкт-Петербурга. По результатам рассмотрения доклада было принято решение об одобрении методики плавного регулирования температуры теплоносителя, и рекомендовано теплоснабжающим организациям Санкт-Петербурга рассмотреть данную методику на предмет определения возможности ее внедрения в практике ежедневного регулирования теплоотпуска.

- утвержденном температурном графике регулирования температуры теплоносителя, подаваемого потребителям рассматриваемой тепломагистрали ТЭЦ;
- данных Гидрометцентра о фактической среднесуточной температуре наружного воздуха в день, предшествующий планированию режима, и прогнозных значениях среднесуточной температуры на день планирования режима и последующие 3 дня;
- данных о фактической среднесуточной температуре теплоносителя в рассматриваемой магистрали ТЭЦ за день, предшествующий планированию режима, и температурном задании, установленном на текущий день выполнения расчета (день планирования).

С начала отопительного сезона 2023-2024 гг. описанная методика плавного регулирования температуры теплоносителя была внедрена в АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» для регулирования температуры теплоносителя на выходных коллекторах теплоисточников в зоне теплоснабжения филиала «Невский» ПАО «ТГК-1».

Эффект от применения данной методики на примере регулирования температуры сетевой воды в тепломагистралях ТЭЦ-7 наглядно иллюстрирует рис.1, где для сравнения представлены два графика:

- фактического изменения температуры теплоносителя на выходных коллекторах ТЭЦ-7, регулировка которой осуществлялась в соответствии с описанной методикой;
- «нормативного» изменения температуры теплоносителя, которое должно было бы реализовываться при традиционном способе регулирования по среднесуточной температуре воздуха на день регулирования.

Сравнение представленных графиков наглядно показывает, что при реализации описанной методики регулирование температуры сетевой воды на ТЭЦ становится намного более плавным. Так среднесуточные изменения фактической температуры теплоносителя при реализации методики составляют 1,4 °С, а максимальные суточные колебания температуры не превышают 5 °С, тогда как при традиционном способе регулирования эти показатели составляют соответственно: 3,0 °С и 16 °С!

При этом повышение плавности регулирования температуры является одним из важнейших факторов снижения повреждаемости тепловых сетей. Следует также отметить, что при реализации предлагаемого способа регулирования величина передаваемой потребителям тепловой энергии за недельный интервал времени в среднем отличается от нормативной величины не более чем на 1,8 %, а в целом за отопительный сезон отличие фактически переданной потребителям тепловой энергии от нормативной величины составляет менее 1%.

К вышеизложенному можно добавить, что 23.11.2023 по результатам разработки описанной методики плавного регулирования температуры теплоносителя был сделан доклад на заседании научно-технического совета Комитета по энергетике и инженерному обеспечению Правительства Санкт-Петербурга. По результатам рассмотрения доклада было принято решение об одобрении методики плавного регулирования температуры теплоносителя и рекомендовано теплоснабжающим организациям Санкт-Петербурга рассмотреть данную методику на предмет определения возможности ее внедрения в практике ежедневного регулирования теплоотпуска.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЖИГАНИЯ ЖИДКИХ ВИДОВ ТОПЛИВ МЕТОДОМ ПАРОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ

Саркисов С.В., профессор, д.т.н., начальник кафедры,

Бондарев А.В., доцент, д.т.н., доцент,

Харьковский В.В., адъюнкт,

кафедра систем жизнеобеспечения объектов военной инфраструктуры Военного института инженерно-технического ФГКВОУ ВО «Военная академия материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева

Аннотация. В статье представлены основные этапы методики и алгоритм расчета процесса горения жидкого топлива, расчетные зависимости влияния водяного пара на повышение эффективности горения дизельного топлива и отработанного масла в горелочном устройстве, с учетом его конструктивных особенностей во взаимодействии влияния водяного пара с продуктами горения.

Ключевые слова: газификация, водяной пар, жидкое топливо, горение.

В настоящее время проводятся множество исследований, направленных на повышение энергоэффективности горелочных устройств при сжигании жидких топлив. Особенно остро стоит вопрос утилизации жидких тяжелых и некондиционных видов топлив, с требуемыми нормативными экологическими показателями. [1].

Одним из вариантов снижения вредных воздействий на окружающую среду при горении жидких топлив является введение в зону горения водяного пара. На данный момент существующие методики в основном рассматривают классическое сгорание при капельном или поверхностном горении и не учитывают влияние водяного пара на физико-химические процессы горения.

К основным недостаткам рассматриваемых методик можно отнести следующее:

1. Существующие методики не в полной мере позволяют предсказать поведение пламени для оптимизации условия горения, что требует дополнительных расчетных коэффициентов и зависимостей.
2. Требуется учитывать влияние водяного пара на скорость химических реакций и температуру пламени.
3. Необходимо рассчитывать химический КПД горелочного устройства с учетом влияния водяного пара в зону горения.

Эти факторы подчеркивают необходимость более глубокого исследования и оптимизации методик с учетом паровой газификации и направлены на повышения эффективности, надежности и экологичности горелочных устройств при различных условиях их применения. [3,4,5].

Для составления расчетной методики, учитывающей ранее выявленные недостатки, специалистами ООО «Балткотломаш» совместно с представителями Военного

института инженерно-технического разработано техническое устройство и создан экспериментальный образец, позволяющий рассчитать и экспериментально проверить требуемые показатели горения, при различных способах введения пара в зону горения при сжигании жидкого топлива, в том числе некондиционного.

Устройство работает следующим образом: В бачок-испаритель заливается вода. В топку поступает топливо, которое поджигается ручным способом. За счет горения топлива в бачке-испарителе нагревается водяная смесь и образовывается водяной пар. Водяной пар, через паропровод поступает в нижнюю часть топки. Исходное жидкое дизельное топливо или отработанное масло интенсивно испаряется со свободной поверхности зоны горения топки. Паровая смесь, выходящая из форсунки, инжектирует пары топлива в факел горения, где происходит активное смесеобразование водяного пара с продуктами горения, что приводит к увеличению температуры в топочном пространстве. [6,7].

Данное устройство подтверждено патентом на изобретение № 2023118790.

Нами предлагается усовершенствовать методику сжигания жидких видов топлив с учетом паровой газификацией за счет введения коэффициента относительного расхода пара β . Расчетные показатели приводятся на основе испытаний реализованного горелочного устройства, работающем на дизельном топливе и отработанном масле).

Для составления методики расчета процесса горения жидкого топлива в струе водяного пара, разработан алгоритм процесса горения с учетом конструктивных особенностей горелочного устройства, описанного выше и экспериментально полученных значений при различной подаче водяного пара в зону горения.

Состав алгоритма расчета описан в следующем порядке:

Шаг 1: Сбор данных

1. Определение физико-химических свойств дизельного топлива и отработанного масла (теплотворная способность, плотность, вязкость, состав и т.д.).
2. Определение конструктивных параметров системы горения (тип горелки, конфигурация камеры сгорания, тепловая мощность, размеры, материалы и другое).
3. Составление базы данных экспериментально полученных значений влияния водяного пара на процессы горения, таких как оптимальное соотношение водяного пара и топлива, температура, давление пара и другое.

Шаг 2: Определение условий горения

1. Расчёт теплового баланса системы, с учетом подачи водяного пара, теплотворной способности топлива и потерь тепла в системе;
2. Определение оптимальных температурных условий в зоне горения для эффективного процесса паровой газификации и минимизации вредных выбросов.

Шаг 3: Газификация и горение

1. Расчет реакций газификации;

2. Описание основных химических реакций, происходящих при паровой газификации топлива;
3. Построение уравнений массового баланса для всех компонентов системы (топливо, водяной пар, продукты сгорания).

Шаг 4: Оптимизация процесса

Оптимизация параметров процесса горения с соотношением пар/топливо с использованием полученных экспериментальных данных.

Оптимальные значения относительного расхода пара рассчитываются в зависимости от конкретной задачи и характеристик системы.

По результатам расчета процесса горения жидкого топлива построены зависимости тепловых потерь и коэффициента полезного действия (КПД) устройства от количества воздушной смеси подаваемой в зону горения (для дизельного топлива и отработанного масла).

Из графиков видно, что КПД устройства без учета паровой газификацией имеет значение для дизельного топлива от 65–83%, для отработанного масла от 70–86%.

Разработан алгоритм расчета с учетом экспериментально полученных данных значений влияния водяного пара на процессы горения в виде коэффициента β – относительного расхода пара (данный коэффициент характеризует показатели отношения расхода и энтальпии водяного пара в зависимости от количества подаваемого топлива). В алгоритме производится учет влияния водяного пара не только на процесс горения, но и на скорость химической реакции и температуру пламени. Данные условия позволяют более точно предсказать поведение пламени и оптимизировать условия процесса горения.

Расчеты показывают, что КПД устройства с паровой газификацией имеет более высокие показатели. Так, для дизельного топлива показатели КПД составляет от 70–90%, для отработанного масла от 75–95%. Тем самым паровая газификация обеспечивает более полное выгорание топлива с меньшей затратой энергии.

Полученные экспериментальные данные служат основой для усовершенствования существующих и разработки новых математических моделей процесса горения жидкого топлива.

Выводы

Представленная методика сжигания жидкого топлива с паровой газификацией направлена на повышение эффективности и экологичности процессов теплогенерации. Данная технология подачи водяного пара в активную зону горения позволяет минимизировать тепловые потери и значительно увеличить коэффициент полезного действия (КПД) системы, что способствует более полному сгоранию топлива и ведет к снижению выбросов несгоревших углеводородов, сажи и оксидов азота (NOx) в атмосферу.

Литература

1. Ануфриев И.С., Исследование процессов горения жидких углеводородов при распылении струей перегретого водяного пара. *Тепловые процессы в технике*. 2019. Т. 11. №4. С. 158–169
2. ГОСТ 10585-2013. Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 8 с.
3. Вигриянов М.С., Саломатов В.В., Алексеенко С.В. Способ бесплажного сжигания топлива – Патент № 2002103813, 2003.
4. Вигриянов М.С., Зубкевич Е.Ю.; Вигриянов М.С., Зубкевич Е.Ю. Горелочное устройство – Патент № 2008121113/06; 2009, Бюл. № 32.
5. Вигриянов М.С., Алексеенко С.В., Ануфриев И.С., Шарыпов О.В.; Горелочное устройство – Патент № 2013116229/06; 2014, Бюл. № 20.
6. Бондарев А.В., Харьковский В.В., Чепкин А.М., Кукоз Г.В. Особенности горения жидких углеводородных топлив в теплоэнергетических объектах Минобороны России. - Сборник научных трудов «Актуальные проблемы военно-научных исследований» – Санкт-Петербург: 2022 г. Выпуск 1 (19) С. 146-153.
7. Бондарев А.В., Харьковский В.В., Кукоз Г.В., Чепкин А.М. Перспективы сжигания жидких углеводородных топлив различными типами форсунок. - Сборник научных трудов «Актуальные проблемы военно-научных исследований» – Санкт-Петербург: 2022 г. Выпуск 2 (21).

КОМБИНИРОВАННЫЕ АНАЛИЗАТОРЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ - ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ, КОРРЕКЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

Новиков О.Н., генеральный директор АО НПФ "УРАН-СПб", к.т.н.



Одним из факторов роста экономики страны сегодня становится повсеместное внедрение во всех отраслях народного хозяйства энергосберегающих технологий. Особую роль эти технологии играют на предприятиях, использующих в процессе производства топливосжигающие установки, работающие на различных видах природного топлива (газ, уголь, нефть), ресурсы которых не безграничны.

Для обеспечения оптимального процесса сжигания топлива, при котором из единицы веса или объема топлива извлекается максимально возможное количество тепловой энергии, применяются стационарные непрерывно действующие анализаторы дымовых газов, располагающиеся на выходе топливосжигающей установки. По результатам измерения таких параметров газа, как количественное содержание кислорода, окиси углерода и температуры газа, можно управлять процессом горения, добиваясь получения требуемого количества тепловой энергии при минимальном количестве сжигаемого топлива.

На нашем предприятии осуществлена разработка и налажен серийный выпуск стационарных газоанализаторов комбинированного типа (КАДГ) для измерения количества кислорода, окиси углерода, оксидов азота, температуры и давления дымовых газов в различном их сочетании. Газоанализаторы КАДГ сертифицированы как средство измерения и включены в соответствующий госреестр.

По своим характеристикам газоанализаторы нашего предприятия не уступают зарубежным аналогам. Комбинированное исполнение изделия, при котором в одном корпусе размещаются до пяти различных датчиков, является уникальным. Так же нами освоен выпуск газоанализаторов во взрывозащищенном исполнении для работы во взрывоопасных средах, которые сегодня кроме нас изготавливаются в крайне малых объемах.

Для удобства в управлении процессом оптимального сжигания топлива мы предлагаем такую модификацию, как газоанализатор с интеллектуальными свойствами (ИАКГ), который на основе измеренных параметров газа вычисляет в процентах КПД энергетической установки. КПД, равный 100%, соответствует идеальному процессу, когда вся тепловая энергия топлива полностью без потерь передается тепловому носителю. Чем выше этот показатель, тем меньше происходит потерь тепловой энергии и меньше расходуется топлива. Кроме того, показатель КПД наиболее точно отражает эффективность работы всей энергетической установки.

Еще одна модификация выпускаемых нами газоанализаторов (КАКГ) позволяет осуществлять автоматическую коррекцию количества подаваемого топлива и воздуха для его горения, основываясь на тех же измеряемых параметрах газов на выходе установки. КАКГ (корректор-анализатор качества горения) успешно применяется в совместной с ООО КБ «АГАВА» (г. Екатеринбург) разработкой – системе энергосбережения «ФАКЕЛ-2010», входящей в автоматику котлоагрегата.

Литература

1. *Анализаторы дымовых газов, комбинированные модели КАДГ, ИАКГ, КАКГ «Сертификат № 87382-22 Об утверждении типа средств измерений», 2022.*
2. *Новиков О.Н., Ананченко И.В., Минчев Н.В. Контроль эффективности и качества промышленного сжигания топлива // Общественно-деловой научный журнал "Энергетическая политика" № 3 (194), март 2024, с. 54-65.*

ВЛИЯНИЕ КРАЕВЫХ ЗОН НА ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ ПОЛА ПО ГРУНТУ

Корниенко С.В., доктор технических наук, советник РААСН, ведущий научный сотрудник НИЦ ГП ФГБУ «ЦНИИП Минстроя России», заведующий кафедрой «Архитектура зданий и сооружений»,

Брехов Е.М., аспирант кафедры «Архитектура зданий и сооружений»,

ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет»

Известно, что потребление энергии на отопление и вентиляцию многоквартирных жилых зданий составляет около 40 % от общего потребления энергии [1]. В том случае, если надземная часть здания хорошо теплоизолирована, потери теплоты через пол по грунту могут составлять 30–50 % от общих тепловых потерь через оболочку здания.

Для решения этой проблемы был проведен значительный объем экспериментальных и теоретических исследований процесса теплопередачи и тепловых потерь через конструкции, контактирующие с землей.

Эксперименты, включая лабораторные исследования и натурные (полевые) испытания, дают возможность фактически оценить влияние теплоизоляции на теплотехнические характеристики пола по грунту. Процесс теплопередачи в зоне сопряжения здания с землей подчиняется сложным закономерностям. Значительное влияние на этот процесс оказывают внешние климатические условия и характеристики окружающей среды: температура и относительная влажность наружного воздуха, осадки, влажность почвы, солнечная радиация, скорость ветра. Чтобы учесть комплексное воздействие метеорологических условий, предпочтительнее проводить полевые испытания по сравнению с лабораторными исследованиями.

Ряд предыдущих экспериментальных исследований был проведен в разных странах с учетом различных климатических условий. Обзор научной литературы показал следующее. Во-первых, краевые зоны плиты пола по грунту являются достаточно мощными «мостиками холода», что приводит к росту потерь теплоты всего здания. Во-вторых, изоляция края плиты пола может обеспечить значительное снижение потерь теплоты здания, подверженного конкретным климатическим воздействиям. В-третьих, практически отсутствуют данные, характеризующие процесс теплопередачи и теплозащитные свойства полов по грунту многоквартирных зданий.

Отсутствие указанных данных замедляет поиск новых решений, связанных с разработкой и внедрением в строительную практику «зеленых» зданий [2–5]. Поэтому, с этой точки зрения тема исследования, безусловно, актуальна.

Объектом исследования является однокомнатная квартира, расположенная на первом этаже многоквартирного жилого дома в Волгограде (48°42'42" с.ш. 44°30'50" в.д.).

Натурные теплотехнические испытания указанного объекта проводились путем измерения и регистрации плотности теплового потока, проходящего через теплообменные поверхности пола по грунту, а также температур таких поверхностей и окружающих их газообразных сред.

Все теплотехнические испытания проводились в отопляемый период года, с 28 февраля по 13 марта 2024 года. Большая продолжительность эксперимента (около 14 суток) выбрана потому, что грунт обладает очень высокой теплоаккумулирующей способностью, и для стабилизации теплового процесса требуется продолжительное время.

По итогам натурных теплотехнических испытаний пола по грунту получены достоверные данные, устанавливающие закономерную связь между фактическими потерями теплоты через краевые зоны плиты пола по грунту и потерями теплоты пола по грунту вдали от краевых зон для многоквартирных жилых зданий.

Основные выводы по результатам исследования:

1. Максимальные колебания теплового потока наблюдаются в краевых зонах пола по грунту, примыкающих к наружной стене, что указывает на нестационарный характер процесса теплообмена.
2. Доказано, что сопротивление теплообмену внутренней поверхности пола по грунту близко к нулю, и в полной физико-математической постановке задачи о нестационарной теплопередаче через пол по грунту можно использовать граничные условия первого рода, что упрощает численное моделирование процесса теплообмена.
3. Доказано, что в грунте образуется температурная волна. Максимальная амплитуда колебаний температуры наблюдается на поверхности земли. По мере удаления в массив грунта происходит заметное затухание температурных колебаний, при этом наблюдается запаздывание колебаний температуры во времени. Затухание температурных колебаний в массиве грунта и их запаздывание во времени обусловлено тепловой инерцией грунта.
4. Впервые установлено, что краевые зоны пола, непосредственно примыкающие к наружной стене, имеют ярко выраженную теплотехническую неоднородность, при этом коэффициент теплотехнической однородности (КТО) меняется от 0,16 до 0,97. Минимальное значение КТО пола отмечается в углу наружных стен, вблизи от окна. Понижение теплозащитных свойств угла связано с его геометрической неоднородностью. Максимальное значение КТО пола отмечается в зоне сопряжения внутренней и наружной стен, вдали от окна. В зоне окон теплозащитные свойства пола заметно снижаются. Особенно заметно КТО пола уменьшается при воздействии нескольких теплофизически неблагоприятных факторов.
5. Понижение КТО свидетельствует о росте потерь теплоты через краевые зоны пола по грунту по сравнению с участками пола, расположенными вдали от краевых зон. Для снижения потерь теплоты пола по грунту необходимо в первую очередь изолировать краевые зоны плиты, включая ее торцы, а также контактную зону плиты с грунтом шириной не менее 2 м., примыкающую к наружной стене. Изоляция краевых зон плиты пола улучшает не только теплотехнические характеристики конструкции, но и повышает микроклимат в помещениях первого этажа. Полученные данные могут быть использованы для тестирования теплофизических моделей в будущих теоретических исследованиях.

Работа выполнена в рамках подготовки НИР по теме № 2.3.1.1. «Направления развития энергоэффективного градостроительства России (энергоэффективные кварталы как инновационные планировочные образования)» ФГБУ «ЦНИИП Минстроя России».

Литература

1. Табунщиков Ю.А., Бродач М.М., Шилкин Н.В. Энергоэффективные здания в России: настоящее и будущее. К двадцатилетнему юбилею монографии «Энергоэффективные здания» // АВОК: Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика. 2024. № 1. С. 4-13.
2. Бродач М.М., Шилкин Н.В. Зеленые здания – требования устойчивого развития. Российские рейтинговые системы оценки соответствия здания критериям зеленого строительства // АВОК: Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика. 2024. № 2. С. 48-53.
3. Корниенко С.В. Биомиметика: идеи, вдохновленные природой // Социология города. 2021. № 4. С. 27-38.
4. Корниенко С.В. Ревитализация производственных зон. Поиск системного обновления города // Энергосбережение. 2019. № 6. С. 14-23.
5. Корниенко С.В., Брехов Е.М. Теплотехнические особенности пола по грунту в зеленых зданиях // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура. 2023. № 2 (91). С. 38-47.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕЗАВИСИМОСТЬ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ИННОВАЦИИ В РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Рамзанов А.Ф., заместитель генерального директора по стратегическому развитию АО «ГТ Энерго»

Проблематика: Уход западных поставщиков, недостаток оборудования для генерации, отсутствие сервиса, отсутствие информации о комплексных поставщиках услуг генерации, возможностях привлечения инвестиций.

Цель: Обсудить проблемы и решения по распределенной генерации в условиях санкций и негативных внешних факторов.

1. Инновационные отечественные решения и технологии для распределенной генерации.

2. Газотурбинное оборудование и услуги на базе ГТУ:

- проблемы и решения поставки оборудования;
- комплексные услуги генерации на базе ГТУ;
- сервис и ремонт, в том числе капитальный.

3. Комплексные решения по энергоснабжению:

- разделение зон ответственности Заказчик-Исполнитель;
- варианты реализации, поиск и привлечение инвестиций.

ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ: ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ПРЕИМУЩЕСТВА

Верозуб С.Н., руководитель по развитию
газового направления компании «ТЕПЛОДОХРАН»

ПУЛЬСАР
умные измерения с 1997

Последнее десятилетие ознаменовалось тем, что технология функционирования энергосетевого комплекса в России начала меняться. Теперь условия таковы, что пассивное распределение энергии между потребителями преобразуется в активно управляемую интеллектуальную систему.

В связи с энергетическим переходом и трансформацией энергетических систем и ТЭК России, на первый план выходят интеллектуальные системы учета энергоресурсов. Это связано, в том числе, с проявлением новой модели потребительского поведения. Население стало активно участвовать в управлении своим энергоснабжением, а для ресурсоснабжающих организаций стало важным наличие доступного и развитого рынка технологий и оборудования.

«Умные» счетчики газа «Пульсар» SMART – собственная разработка компании «ТЕПЛОДОХРАН». Они оснащены механизмом самодиагностики, автоконтролем работоспособности и в целом, и отдельных узлов, а также режимов работы.



Рис 1. «Умный» счетчик газа «Пульсар» SMART

В памяти «умного» счетчика сохраняется история расхода газа — можно посмотреть и сверить данные за любой день и час. Есть возможность проанализировать средний расход газа за день или месяц и спрогнозировать газопотребление на год.

Интеллектуальные системы учета газа, в отличие от обычных счетчиков, автоматически передают зафиксированные показания в сбытовую компанию раз в месяц. Абоненту нет необходимости снимать данные вручную и сообщать их поставщику. Поставщик же с помощью цифровых технологий контролирует объем потребления газа. Благодаря этой функции исключаются дополнительные начисления из-за несвоевременной передачи показаний.

Информация автоматически отправляется в биллинговую систему. Из процесса сбора сведения исключен человеческий фактор, в том числе, контролеры. Это, в свою очередь, снижает возможность для обычных потребителей стать жертвами мошенничества, когда преступники представляются сотрудниками газовых служб.

Интеллектуальные системы блокируют хищения энергоресурсов. В случае со счетчиком газа «Пульсар» SMART, например, воздействие магнита можно отследить в конфигураторе устройств «Пульсар».

Счетчик и программное обеспечение проинформирует об аварийном состоянии или нештатных условиях работы.

Интеллектуальные приборы учета энергоресурсов — часть новых трендов в области энергетической безопасности и совершенствования всей сферы ЖКХ.

Литература

1. *Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».*
2. *Федеральный закон от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».*

Счетчики газа объемные диафрагменные «Пульсар» SMART

Предназначены для измерения потребления природного газа, газообразных пропана, бутана или их смесей и других неагрессивных газов.

Область применения - для коммерческого учета газа в коммунально-бытовом секторе, а также в различных технологических процессах.

 Метод измерения соответствует ГОСТ Р 8,995-2020	 Удаленная передача данных	 Электронная термокоррекция
 Степень защиты корпуса - IP65	 Защита от обратного счета	 Собственное ПО верхнего уровня
 Защита от несанкционированного доступа	 Доступно исполнение с выносной GSM антенной	 Гарантийный срок 3 года
 Защита от воздействия внешнего магнитного поля	 Энергонезависимый архив	 Доступно исполнение с запорным клапаном



Технические данные							
Типоразмер	G1,6	G2,5	G4	G6	G10	G16	G25
Расход, м3/ч							
Максимальный	2,5	4	6	10	16	25	40
Номинальный	1,6	2,5	4	6	10	16	25
Минимальный	0,016	0,025	0,04	0,06	0,1	0,16	0,25
Резьба штуцера, дюйм	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 3/4"	2"	2 1/2"
Межцентровое расстояние между штуцерами, мм	110	110	110	250	250	280	335
Порог чувствительности, м3/ч, не более	0,0032	0,005	0,008	0,008	0,01	0,01	0,01
Максимальное рабочее давление, кПа, не более	5						
Потеря давления, кПа, не более	0,2		0,25		0,3		
Температура рабочей среды, °C	от -25 до +55						
Температура окружающей среды, °C	от -40 до +60						
Межповерочный интервал, лет	6						

✉ info@pulsam.ru

📍 390027, г. Рязань, ул. Новая, 51 в.

☎ 8 (800) 555-73-08

☎ 7 (4912) 24-02-70



ВИНОВАТ ЛИ ПРОМЕТЕЙ?

Гримитлин А.М., д.т.н., профессор, вице-президент НОПРИЗ, вице-президент НОЭ, президент АС «СЗ Центр АВОК»

Крумер Р.Г., директор АС СРО НП «Инженерные системы — проект», генеральный директор ООО «ПетроТеплоПрибор»

Как известно, боги наказали Прометея за то, что он подарил людям огонь.

Благодаря чему люди смогли обогреть свои жилища, приготовить горячую еду, начать выплавлять металлы и т.п. И теперь, по существу, вся наша цивилизация построена на горении: комфортные условия жизни, кулинария, наземный, воздушный и морской транспорт, металлургия и т.п. Даже приблизительно 75% электроэнергии на земле генерируется тепловыми электростанциями, где сжигаются различные виды органического топлива.

Так бы и жили дальше, но в последние десятилетия появились тревожащие сообщения о повышении средней температуры на нашей планете. Конечно, сразу нашлись люди, выдвигающие идею о антропогенном влиянии человечества. Эта идея постепенно находила все больше сторонников, хотя Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК) отметила во втором докладе в 1995г. [1] что:

«Не существует достаточно данных для того, чтобы с определенностью сказать, что на протяжении XX столетия происходили последовательные глобальные изменения изменчивости климата или экстремальных погодных явлений. В региональных масштабах имеется явное свидетельство изменений некоторых экстремальных значений и показателей изменчивости климата. Некоторые из этих изменений свидетельствуют об увеличении изменчивости, а другие — об ее уменьшении. Однако на данном этапе невозможно четко установить явную связь между этими региональными изменениями и деятельностью человека».

Такой подход вполне понятен. На планете периодически происходят различные природные процессы, влияющие на региональный климат, например:

- «Южная осцилляция» (Эль-Ниньо, исп.-«малыш, мальчик»), - колебание температуры поверхностного слоя воды в экваториальной части Тихого океана, оказывающее заметное влияние на климат. В более узком смысле Эль-Ниньо - фаза Южной осцилляции, в которой область нагретых приповерхностных вод смещается к востоку. При этом ослабевают или вообще прекращаются пассаты, замедляется апвеллинг (подъем глубинных вод океана к поверхности) в восточной части Тихого океана, у берегов Перу. Противоположная фаза осцилляции называется Ла-Нинья. [2];

- колебания уровня воды в Каспийском море.

Через 29 лет позиция экспертов (или эксперты поменялись) МГЭИК изменилась, и в 2014 был опубликован обобщающий доклад МГЭИК об изменении климата [3], в котором уже говорится:

«Влияние человека на климатическую систему очевидно, а современные выбросы парниковых газов являются самыми большими в истории. Недавние изменения климата оказали широко распространенные воздействия на антропогенные и природные системы.

Варианты смягчения воздействий имеются в каждом основном секторе. Смягчение воздействий может быть экономически более эффективным, если оно использует комплексный подход, сочетающий меры по сокращению потребления энергии и уменьшению интенсивности парниковых газов в секторах конечного потребления, декарбонизации энергообеспечения, уменьшению чистых выбросов и увеличению стоков углерода в наземных секторах».

Видимо, основываясь на этих выводах МГЭИК ряд СМИ, политиков и экзальтированных граждан развернули активную агитацию за декарбонизацию, углеродную нейтральность и, соответственно, за закрытие ТЭС, замену автомобилей с двигателями внутреннего (и внешнего) сгорания (ДВС) на электрокары, развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и т.п.

Тотальная пропаганда отказа от технологий, связанных с горением, привела в ряде стран к выбору в парламенты политиков, поддерживающих декарбонизацию. Начали энергично строить ВИЭ, растет выпуск электроавтомобилей, принимаются законы, дающие преференции тем, кто следует этой политике. Создается впечатление, что, передав людям огонь, Прометей ошибся и, вместо того чтобы принести благо, подложил человечеству мину. Из-за беспрецедентной активности СМИ в продвижении идей декарбонизации, практически не слышны мнения противников этой идеи.

Например, в обращении Фредерика Зейтца, бывшего президента Национальной академии наук США, Почетного президента Рокфеллеровского университета по поводу подписания соглашения о декарбонизации [4] говорится:

«Данные исследований об изменении климата не показывают, что использование углеводородов человеком вредно. Напротив, есть веские доказательства того, что повышенное содержание углекислого газа в атмосфере полезно для окружающей среды.

Предлагаемое соглашение окажет крайне негативное влияние на технологии стран по всему миру, особенно тех, которые в настоящее время пытаются вырваться из бедности и предоставить возможности более чем 4 миллиардам человек в технологически слаборазвитых странах».

Кстати, по поводу полезности CO_2 :

По экспериментальным данным [5], удвоение текущей концентрации CO_2 приведет (в среднем) к ускорению прироста биомассы у растений на $22 \div 41$ в зависимости от типа растения.

Добавление в окружающий воздух 300 ppm CO_2 приведет к росту продуктивности у фруктовых деревьев и бахчевых культур на 24 %, бобовых — на 44 %, корнеплодных — на 48 %, овощных — на 37 %.

С 1971 по 1990 гг., на фоне роста концентрации CO_2 на 9 %, отмечалось увеличение содержания биомассы в лесах Европы на 25–30 %.

Вообще, что такое парниковый эффект:

Парниковый (оранжерейный или тепличный) эффект — повышение температуры нижних слоёв атмосферы планеты по сравнению с эффективной температурой, то есть, температурой теплового излучения планеты, наблюдаемого из космоса.

Парниковые газы – газы с высокой прозрачностью в видимом диапазоне и с высоким поглощением в среднем и дальнем инфракрасном диапазонах. Присутствие таких газов в атмосферах планет приводит к парниковому эффекту.

Основные парниковые газы приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные парниковые газы атмосферы Земли

Газ	Формула	Вклад (%)
Водяной пар	H_2O	36—72 %
Диоксид углерода	CO_2	9—26 %
Метан	CH_4	4—9 %

Не совсем понятно, почему говорится о декарбонизации, если при сжигании топлива образуется практически одинаковое количество CO_2 и H_2O . Тем более, что в составе парниковых газов водяного пара в разы больше, чем углеводорода.

Пропагандисты парникового эффекта объясняют его возникновение тем, что CO_2 не пропускает тепловое излучение от поверхности планеты в инфракрасном диапазоне.

Но ведь мы со школы помним схему образования ветров на планете, когда теплый воздух поднимается вверх, создавая снижение давления, а холодный опускается вниз, повышая давление:

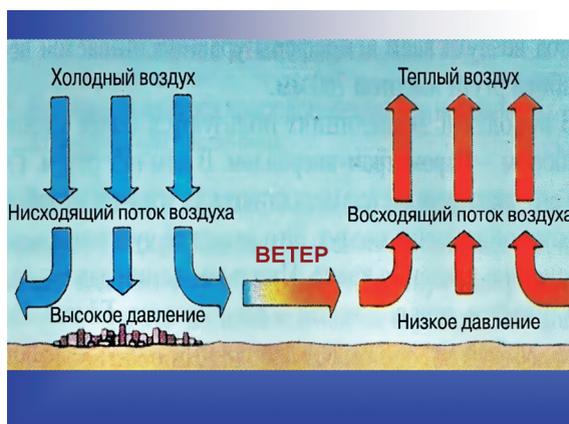


Рисунок 1. Образование ветра

Об этом подробно говорится в статье [6] академика РАН Сорохтина О.Г., в которой изложены основы адиабатической теории парникового эффекта, где, в частности, говорится:

«Так как Земля обладает сравнительно плотной атмосферой, в нижнем и наиболее плотном слое атмосферы — тропосфере, толщиной около 12 км., перенос тепла происходит не радиационным путем, как это представляют себе сторонники «классического» подхода к парниковому эффекту, а в основном благодаря конвективным движениям воздушных масс.

Радиационный же перенос тепла доминирует только в разреженных слоях стратосферы, мезосферы и термосферы. Отсюда следует первый вывод, что среднее распределение температуры в толще тропосферы должно быть близким к адиабатическому распределению, то есть учитывающим расширение и охлаждение воздуха при его подъеме, и, наоборот, сжатие и разогрев воздуха при его опускании. Конденсация влаги в тропосфере порождает облачность, а облачность является главным фактором, определяющим отражательную способность Земли (ее альбедо). Это создает сильную отрицательную обратную связь между приземной и радиационной температурами Земли, что приводит к стабилизации температурного режима тропосферы. Действительно, любое повышение приземной температуры усиливает испарение влаги и увеличивает облачность Земли, а это, в свою очередь, повышает альбедо планеты и отражательную способность земной атмосферы. В результате увеличивается отражение солнечного тепла от облаков в космос, а поступление тепла на Землю сокращается, и средняя температура земной поверхности снижается до прежнего уровня».

Представляется, что адиабатическая теория парникового эффекта представляется ближе к истине.

Если же говорить о антропогенном влиянии на климат, то следует сравнить количество природного углерода в атмосфере планеты и количество выбросов CO_2 в результате сжигания органического топлива, жизнедеятельности людей, животных, растений и т.п.

На рисунке 2 приведена схема выделения и поглощения углерода.



Рисунок 2. Выделение и поглощение углерода в 2023 году

Из приведенной на рисунке 3 схемы следует, что в 2023 году в атмосферу было выделено $16,9 \times 10^9 \text{ т} = 16,9 \text{ Гт CO}_2$. Значения выбросов указаны с погрешностью $\approx \pm 4,2\%$.

Суммарная масса воздуха в атмосфере — $(5,1—5,3) \times 10^{18} \text{ кг}$. Из них масса сухого воздуха составляет $(5,1352 \pm 0,0003) \times 10^{18} \text{ кг}$.

Содержание CO_2 в сухом воздухе по массе 0,05%, тогда в атмосфере находится: $5,1 \times 10^{18} \times 0,05 = 0,255 \times 10^{18} \text{ кг} = 255 \times 10^{12} \text{ т} = 255 \times 10^3 \text{ Гт}$.

Таким образом, выделенный в 2023 году CO_2 (16,9 Гт) составляет $\approx 0,6\%$ от всего углерода, находящегося в атмосфере.

Поскольку увеличение общего количества CO_2 в атмосфере за счет антропогенного воздействия крайне незначительное, напрашивается вывод что и влияние этого воздействия на климат маловероятно. Так что, видимо, Прометей не ошибся.

Тем не менее сторонники декарбонизации активно пропагандируют развитие альтернативных источников энергии, называемых нетрадиционными или возобновляемыми и электрифицированного транспорта.

Согласно ГОСТ Р 54531-2011 «Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения» [7], существуют источники энергии традиционные (основанные на использовании нефти, газа, угля, течения речных вод, атомной энергии) и альтернативные, которые не используют указанные природные ресурсы. К альтернативным источникам энергии относятся и возобновляемые (в дальнейшем – ВИЭ).

ВИЭ – это источники энергии, образующиеся на основе постоянно существующих или периодически возникающих процессов в природе, жизненном цикле растительного и животного мира, а также жизнедеятельности человеческого общества.

Среди различных типов ВИЭ наиболее популярны солнечные электростанции (СЭС), ветрогенераторы, тепловые насосы, которые активно рекламируются, в том числе, и в нашей стране.

Безусловно, активное развитие ВИЭ выглядит, на первый взгляд, крайне привлекательно и с точки зрения экологии, и экономики.

К глубокому сожалению, это не соответствует действительности.

В статье «Энергоемкость, EROI и сроки окупаемости электроэнергии генерируемой электростанциями» [8] авторами предложена методика сравнения общей эффективности традиционных электростанций и ВИЭ на единой математической и физической методике, заключающейся в оценке отношения количества пригодной к использованию (полезной) энергии, полученной из определённого источника, к количеству энергии, затраченной на его создание (EROI - energy return on investment - окупаемость инвестиций в энергетике). Для подобного сравнения, но в денежном выражении, используется термин EMROI (energy money returned on invested - энергетические деньги, то есть деньги за проданную энергию по отношению вложенным средствам).

EROI генерирующей установки, например, электростанции – R, – это отношение полезной энергии E_p , которую электростанция вырабатывает в течение своего срока службы, ко всей энергии, вложенной в создание этой электростанции и затраченной на ее эксплуатацию – E_i .

$$R = E_R / E_I,$$

Полезная энергия E_R определяется по формуле:

$$E_R = P \times T,$$

где: P – средняя мощность электростанции;

T – ее срок службы.

Энергия, вложенная в создание, эксплуатацию и снос электростанции E_I (энергия, затраченная на обеспечение ее жизненного цикла) определяется по формуле:

$$E_I = E_{\text{fix}} + P_1 \times T,$$

где: E_{fix} – затраты энергии на строительство и снос (демонтаж) электростанции;

P_1 – мощность, необходимая для обеспечения эксплуатации, технического обслуживания, приобретение топлива и т.п.;

T – срок службы электростанции.

EROI и EMROI для ВИЭ, работа которых зависит от погодных условий, времени суток, определяются с учетом затрат на аккумулярование и преобразования генерируемой электроэнергии энергии.

Данные, необходимые для определения EROI и EMROI, авторы статьи [8] берут из различных источников, указанных в перечне литературы к статье. Приводится ряд примеров определения EROI для различных электроустановок.

Результаты анализа, проведенного в статье, показывают, что АЭС, ГЭС, ТЭС на угле и природном газе (в таком порядке) на порядок эффективнее, чем солнечные фотоэлектрические электростанции и ветроэлектростанции.

Срок финансовой окупаемости ВИЭ ненамного отличается от их жизненного цикла. Иногда срок окупаемости приближается к сроку службы. Так,

в статье Нифонтовой М. «Якутия ищет наиболее эффективный способ генерации» [9] приводятся данные об окупаемости Батагайской СЭС, стоимость строительства которой составила 185 млн. руб., а экономия топлива в 2017 году составила 9,9 млн. руб., т.е. затраты на строительство окупятся через ≈ 20 лет за счет экономии топлива. При этом не учитываются эксплуатационные затраты электростанции: (например, СЭС, площадью 3,8 га, необходимо постоянно поддерживать в надлежащем состоянии: регулярно зимой убирать снег, причем не травмируя поверхность солнечных батарей, а летом с этой же площади солнечных батарей очищать пыль), проведение регламентных работ, а также накладные расходы, в том числе зарплата персонала и т.п.

Кроме того, так как ВИЭ вырабатывают электроэнергию только $1000 \div 2500$ часов в год, для обеспечения энергетической безопасности, необходимо помимо ВИЭ иметь и традиционные генерирующие мощности.

Отсутствие такого резервирования может привести к катастрофическим ситуациям, что было продемонстрировано в ряде стран зимой 2020 – 2021 годов, особенно в феврале 2021 года в Техасе.

На резервных генерирующих предприятиях необходим запас топлива, требуется поддерживать оборудование в режиме «горячего» резерва и, соответственно, обеспечить требуемый уровень сервисного обслуживания, в том числе и на объектах без постоянного оперативного персонала, т.е. иметь необходимый штат работников и т.п. Затраты на это будет необходимо как-то компенсировать, видимо включая в тариф за электроэнергию.

Таким образом, на сегодняшний день, очевидно, что широкое развитие ВИЭ приведет к увеличению себестоимости электроэнергии и, соответственно, к росту тарифов. Необходимость для обеспечения надежности электроснабжения сохранения традиционных источников электроэнергии и проблемы с утилизацией оборудования ВИЭ заставляют сомневаться в значительных предпочтениях и в плане экологии.

Автоматизация производства, внедрение робототехники, развитие электротранспорта, майнинговых ферм и криптовалюты, рост электрифицированного оборудования и инструмента в быту требует увеличения, производства электроэнергии и надежности электроснабжения.

К примеру, в Калифорнии, где активно пропагандируются электромобили и было законодательно принято решение о прекращении с 2035 года продажи в штате новых автомобилей с ДВС, руководство штата обратилось к населению с просьбой ограничить зарядку электромобилей в определенные часы из-за нехватки электроэнергии в связи с жаркой погодой.

Кроме того, во многих странах, в частности в России, для обогрева помещений используется тепловая энергия, генерируемая водогрейными котлами или котлами утилизаторами. В некоторых странах отопление осуществляется различными электронагревательными приборами.

Сегодня $\approx 75\%$ электроэнергии производится на ТЭС, КПД водогрейного котла составляет $\approx 90\%$. КПД выработки электроэнергии на ТЭС в среднем составляет $\approx 35\%$ ($40 \div 45\%$ КПД ТЭС при генерации тепловой и электрической энергий).

Потери при транспортировке теплоносителя составляют $\approx 12\%$, при передаче электроэнергии $\approx 10\%$. Таким образом, при отоплении теплоносителем до потребителя доходит $\approx 79,2\%$ энергии топлива сжигаемого на ТЭС (в котельной), а при отоплении электроэнергией только $\approx 31,5\%$.

Похожая ситуация имеет место при сравнении автотранспорта на газомоторном топливе и электромобилей. На рисунке 3 схематично показано распределение энергии природного газа для разного типа автотранспорта.

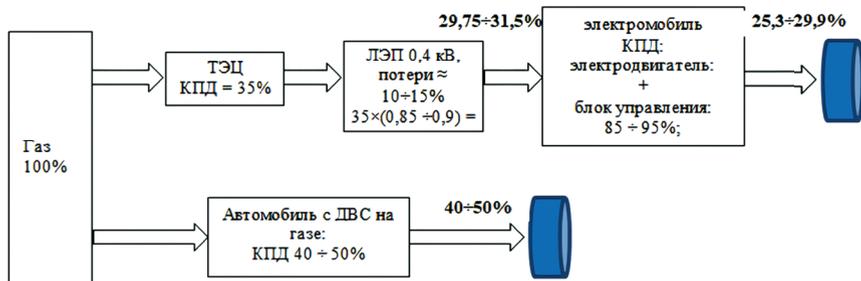


Рисунок 3. Распределение энергии при сжигании природного газа для разного типа автотранспорта

Выводы

- 1 Поскольку количество CO_2 , выделяемого в результате сжигания органического топлива, жизнедеятельности людей, животных, растений и т.п. составляет 0,006% от всего углерода, находящегося в атмосфере, то влияние этих выбросов на климат маловероятно.
- 2 Выделение водяного пара при сжигании органического топлива и при испарении с водоемов образуют облака, снижающие количество тепловой энергии от солнца, что способствует снижению температуры. Таким образом образуется отрицательная обратная связь, обеспечивающая колебания температуры в определенных пределах. Поэтому отмечаемое повышение температуры, по-видимому, не носит антропогенный характер, и через некоторое время температура будет понижаться.
- 3 Применение электроэнергии для отопления и развитие электротранспорта, при условии электрогенерации на ТЭС, приводит к снижению эффективности использования топлива на $\approx 20 \div 40\%$.
- 4 Антропогенное влияние на природу в глобальном масштабе отсутствует. Но во многих городах люди задыхаются от смога, выхлопных газов, превышения ПДК и т.п., возникающих из-за сжигания углеводородного топлива на ТЭС, в ДВС (двигатели внутреннего сгорания) и т.п.

Некоторые страны желают снизить потребность в поставках энергоносителей из-за рубежа, уменьшая зависимость от мировых цен на топливо, и повысить свою энергетическую безопасность.

Кроме того, существует много мест, где люди живут и работают, но доставка топлива в эти регионы связана с различными трудностями, а сокращение объемов поставляемого топлива снизит стоимость жизни.

Поэтому, кроме энергосбережения и повышения энергоэффективности, улучшения качества сжигания топлива, очистки уходящих газов, повышения экологичности ДВС, внедрения газомоторного топлива и т.п., необходимо совершенствовать ВИЭ, устройства аккумулирования и преобразования электроэнергии, электротранспорт.

Но принимая решения о строительстве ВИЭ или расширения использования электромобилей, необходимо не следовать моде – борьбе за «углеродную нейтральность», а исходить из реальной потребности конкретного региона, оценивая и рост себестоимости электроэнергии.

Литература

1. <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/2nd-assessment-ru.pdf>
2. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Эль-Ниньо>
3. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full_ru.pdf
4. <https://www.oism.org/pproject/s33p41.htm>
5. Акатов П.В. Реакция растений на рост концентрации углекислого газа в атмосфере, живые и биокостные системы. Научное электронное периодическое издание Южного федерального университета, № 5, ноябрь 2013.
6. Сорохтин О.Г. Стоит ли бояться накопления углекислого газа в тропосфере и озоновых дыр в стратосфере. География, № 36, 2004.
7. ГОСТ Р 54531-2011 «Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения».
8. D. Weißbach, b, G.Ruprecht, A. Huke, c, K. Czerska, b, S. Gottlieb, A. Husseina, d, «Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants» a Institut für Festkörper-Kernphysik gGmbH, Leistikowstraße 2, 14050 Berlin, Germany; b Instytut Fizyki, Wydział Matematyczno-Fizyczny, Uniwersytet Szczeciński, ul. Wielkopolska 15, 70-451, Szczecin, Poland; c Institut für Optik und Atomare Physik, Technische Universität Berlin, Hardenbergstraße 36, 10623 Berlin, Germany; d Department of Physics, University of Northern British Columbia, 3333 University Way, Prince George, BC, Canada. V6P 3S6.
9. Нифонтова М. «Якутия ищет наиболее эффективный способ генерации». Независимая газета, 11.03.2019.

СОВРЕМЕННЫЙ МКД КАК ЧАСТЬ ИНФРАСТРУКТУРЫ УМНЫХ ГОРОДОВ

*Коннов Д. В., Директор по развитию продуктов,
ООО «Лартех Телеком»*

В эпоху стремительного технологического прогресса концепция «Умных городов» становится все более актуальной. Одним из ключевых элементов этой концепции является модернизация многоквартирных домов (МКД), которые играют важную роль в городской инфраструктуре. Современные МКД оснащаются различными умными технологиями, такими как умные счетчики, умное освещение, интеллектуальная домофония, что способствует повышению комфорта, безопасности и эффективности управления ресурсами. Одним из перспективных решений в этой области являются беспроводные системы сбора данных. Они обеспечивают автоматическую передачу данных, исключая необходимость ручного снятия показаний и проверок сотрудниками управляющих компаний.

Умные счетчики

Умные счетчики воды, газа и электроэнергии становятся стандартом в современных МКД. Они оснащены радиомодулями, которые позволяют автоматически собирать данные о потреблении ресурсов и передавать их в реальном времени на серверы управляющих компаний. Это упрощает процесс учета и оплаты коммунальных услуг, помогает выявлять утечки и несанкционированное потребление. Для жильцов это означает прозрачность и точность расчетов, а для управляющих компаний — возможность оперативного реагирования на любые отклонения.

Преимущества умных счетчиков на базе LoRaWAN:

Экономия ресурсов: жильцы могут видеть свои расходы и принимать меры для их снижения.

- Автоматизация: исключение необходимости ручного снятия показаний.
- Прозрачность: возможность получения отчетов о потреблении в режиме реального времени.

Умное освещение

Умное освещение — это система, которая адаптируется к условиям окружающей среды и потребностям пользователей. Оснащенные датчиками движения и уровня освещенности, такие системы включают свет только тогда, когда это действительно необходимо в зависимости от времени суток и присутствия людей. Использование технологии LoRaWAN позволяет управлять освещением удаленно и интегрировать его с другими системами управления в здании.

Преимущества умного освещения: - Энергоэффективность: снижение затрат на электричество за счет автоматического управления. - Безопасность: улучшение

освещения в общественных местах, что способствует снижению уровня преступности.

- **Комфорт:** возможность настройки освещения под индивидуальные предпочтения пользователей.

Интеллектуальная домофония

Интеллектуальная домофония — это еще один важный элемент инфраструктуры Умных городов. Она позволяет жильцам контролировать доступ в здание через мобильные приложения и видеонаблюдение.

Преимущества интеллектуальной домофонии:

- **Безопасность:** возможность идентификации посетителей и контроля доступа.
- **Удобство:** управление доступом из любого места через смартфон.
- **Интеграция:** возможность объединения с другими системами безопасности.

Технология

Одной из наиболее дешевых технологий для беспроводного учета ресурсов является LoRaWAN (Long Range Wide Area Network). Она идеально подходит для IoT-устройств, которые требуют длительной работы от батарей и передачи небольших объемов данных. LoRaWAN обеспечивает надежную связь между устройствами, даже в условиях городской застройки, что делает его идеальным выбором для реализации технологий в рамках Умных городов.

Принцип работы системы на базе LoRaWAN выглядит следующим образом:

1. Счетчики, светильники, датчики, оснащенные специальными радиомодулями, передают данные о потреблении на базовые станции сети
2. Базовые станции, расположенные на зданиях или специальных мачтах, принимают сигналы и передают их на сервер сбора данных
3. Сервер обрабатывает полученные данные, формирует отчеты и предоставляет доступ к информации о потреблении управляющим компаниям и жильцам через веб-интерфейс

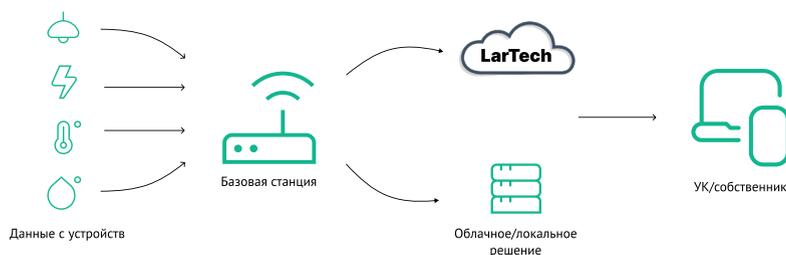


Рисунок 1. Принцип работы системы на базе LoRaWAN

Технология LoRaWAN обеспечивает высокую дальность связи (до 15 км в сельской местности и 5 км в городских условиях) при низком энергопотреблении устройств. Это позволяет развертывать системы учета с минимальным количеством базовых станций и сократить капитальные затраты на инфраструктуру.

Заключение

Интеграция умных технологий в инфраструктуру многоквартирных домов является важным шагом на пути к созданию Умных городов. Современные МКД становятся не просто местом для проживания, а важным элементом системы управления городом, что открывает новые возможности для устойчивого развития и технологического прогресса.

ПРОГРАММА СЕРТИФИКАЦИИ ИНТЕРГАЗСЕРТ

Яковлева В.И. Руководитель программы сертификации Интергазсерт, ИНТИ ООО «ЮРС-РУСЬ»

События последних лет создали множество сложностей для менеджмента компаний как малого, так среднего и крупного бизнеса. Возникает все большая необходимость снижения операционных расходов и повышения экономической эффективности, грамотного анализа и управления рисками. Активно развивающиеся международные, национальные и отраслевые стандарты, содержащие требования к системам менеджмента компаний, позволяют внедрять инструменты управления, отвечающие современным вызовам.

Несмотря на то, что каждый из стандартов на системы менеджмента направляет компанию на решение внешних и внутренних потенциальных рисков, связанных с требованиями государства и общества, потребителя, энергоэффективности и др., в целом реализация положений стандартов обеспечивает реализацию общей стратегии развития компании – поступательного устойчивого развития.

ISO 14001 Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению. Стандарт, в котором сформированы требования к системам экологического менеджмента. Данный стандарт помогает предприятиям ответственно подходить к вопросам экологической безопасности производства, соблюдая баланс между социально-экономическими потребностями и экологией.

ISO 50001 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению. Успешное внедрение СЭМ поддерживает культуру улучшения энергетической результативности, которая зависит от приверженности со стороны всех уровней организации, особенно высшего руководства. Во многих случаях это предполагает культурные изменения внутри организации.

Результативное внедрение требований стандарта обеспечивает систематический подход к улучшению энергетической результативности, который может преобразовать способ управления энергией организаций. За счет интеграции энергетического менеджмента в деловую практику организации могут создать процесс для постоянного улучшения энергетической результативности. Повышая энергетическую результативность и улучшая связанные с этим затраты на энергию, организации могут быть более конкурентоспособными. Кроме того, его внедрение может привести организации к достижению общих целей по смягчению последствий изменения климата за счет сокращения выбросов парниковых газов, связанных с энергией.

ISO/IEC 27001:2013 Информационные технологии – Методы защиты – Системы менеджмента информационной безопасности – Требования. Стандарт был разработан с целью установить требования для создания, внедрения, поддержания функционирования и непрерывного улучшения системы менеджмента информационной безопасности. Система менеджмента информационной безопасности направлена на сохране-

ние конфиденциальности, целостности и возможности применения информации за счет выполнения процессов управления рисками и обеспечивает уверенность заинтересованных сторон в том, что риски управляются надлежащим образом. Важно то, что система менеджмента информационной безопасности составляет часть процессов организации и встроена в общую структуру управления, и, таким образом, вопросы информационной безопасности учитываются при разработке процессов, информационных систем и средств управления.

Стандарт INTI S.QS.7-2024 Система менеджмента качества. Требования. Стандарт распространяется на организации, производящие продукцию и предоставляющие услуги, в том числе для их использования в нефтяной и газовой промышленности. Стандарт разработан в целях проведения работ посредством планирования, обеспечения, управления и улучшения качества продукции и услуг, удовлетворения требований потребителей при осуществлении деятельности по всей цепочке поставок, повышения результативности и эффективности деятельности поставщиков в интересах потребителей и в своих собственных интересах, создания механизмов объективной оценки функционирования систем менеджмента качества организаций, осуществляемой первой, второй и третьей сторонами.

СТО Газпром 9001-2018 Системы менеджмента качества. Требования. Стандарт входит в комплекс стандартов ПАО «Газпром» «Системы менеджмента» и распространяется на внутренних и внешних поставщиков ПАО «Газпром» и его дочерних обществ. Он разработан в целях проведения работ по управлению, обеспечению и контролю качества продукции (услуг), удовлетворения требований потребителей по всей цепочке поставок, повышения результативности и эффективности деятельности поставщиков в интересах потребителей и в своих собственных интересах, создания механизмов объективной оценки функционирования систем менеджмента качества организаций второй и третьей сторонами.

ПРОБЛЕМЫ МАЛЫХ ГОРОДОВ РОССИИ ПРИ РЕШЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ

Тарбаева В.М., председатель Комиссии по АПК, сельским территориям, природопользованию и экологии Общественной палаты Ленинградской области, дбн, проф., академик РЭА

Бушихин В.В., заместитель председателя СПБРО МОО «Природоохотный союз»

Малый город (населенный пункт) – автономный хозяйствующий территориальный субъект со сформированной инфраструктурой и специфическим социально-психологическим климатом, с численностью населения до 50 тыс. человек, разделенной на социальные слои и группы согласно сформированной структуре производства.

Понятие малый город связывается с такими историческими категориями как «уезд» и «волость». Волость – одна из древнейших единиц административно-территориального деления. В Древней Руси она охватывала земли, принадлежащие князю. Вплоть до 16 века волости формировали уезды. Вплоть до 16 века волости формировали уезды. При Петре I были образованы губернии, которые делились на уезды. Соответственно, уездный город был административным центром уезда. Многие малые города возникли исторически именно как уездные. В советский период малые города стали формироваться не только как административные центры. Так, многие малые города были основаны при освоении месторождений полезных ископаемых, строительстве железных дорог.

В рамках административно-территориального подхода города классифицируются по численности населения. Согласно своду правил «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» (Свод правил СП 42.13330.2011 "СНиП 2.07.01-89*. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений". Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89* (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 28 декабря 2010 г. N 820) в редакции СП 42.13330.2016 // Информационный бюллетень о нормативной, методической и типовой проектной документации. – 2011. – N 7), города страны классифицированы следующим образом:

№п\п	Тип	Численность населения
1.	Крупнейшие	более 1 млн. человек
2.	Крупные	от 250 тыс. до 1 млн человек
3.	Большие	от 100 до 250 тыс. человек
4.	Средние	от 50 до 100 тыс. человек
5.	Малые, в т. ч. поселки городского типа (ПГТ)	до 50 тыс. человек

В крупнейших городах России (всего – 19), в т.ч. Москва и Санкт-Петербург проживает около 35 миллионов жителей и они генерируют до 70% отходов.

В европейских странах в малых городах проживает 20-25 тыс. человек.

Типичные черты малого города:

- относительно небольшое число жителей;
- наличие исторического прошлого или градообразующего производства;
- наличие приусадебных участков;
- занятость населения в производстве, торговле, оказании услуг, а не в сельском хозяйстве.

Актуальным вопросом в России и Ленинградской области, требующим особого подхода, являются «моногорода». Критерии отнесения муниципальных образований к моногородам представлены в постановлении Правительства РФ от 29.07.2014 N 709.

Муниципальное образование Российской Федерации признается монопрофильным (моногородом) в одном из следующих случаев:

- а) муниципальное образование соответствует одновременно следующим критериям:
- численность постоянного населения муниципального образования превышает 3 тыс. человек;
 - численность работников одной из организаций (одного из филиалов юридического лица в муниципальном образовании или нескольких организаций составляет 20% среднесписочной численности работников всех организаций, осуществляющих деятельность на территории муниципального образования;
 - осуществление одной из организаций деятельности по добыче полезных ископаемых (кроме нефти и газа), и (или) производству, и (или) переработке промышленной продукции;
- б) муниципальное образование включено по состоянию на 1 января 2014 г. в перечень монопрофильных муниципальных образований Российской Федерации (моногородов) в зависимости от рисков ухудшения их социально-экономического положения.

В Ленинградской области существует три моногорода – это Пикалево, Сланцы и Сясьстройское городское поселение.

Пикалево – это моногород 1 категории, то есть, моногород со стабильной экономикой и активной социальной жизнью.

Среди 20 тысяч человек, проживающих на территории Пикалево, больше половины являются экономически активными. В городе есть три предприятия, предоставляющие рабочие места: "Пикалевский глиноземный завод", "Пикалевская сода" и "Пикалевский цемент".

После событий в Пикалеве Правительство приняло программу поддержки моногородов. Она предусматривает диверсификацию их промышленности и создание новых рабочих мест. В 2018 году Пикалево получил статус территории опережающего социально-экономического развития, благодаря чему город сможет привлечь инвесторов, которые выведут экономику города на новый уровень.

Сланцы - моногород 2 категории. Здесь также есть три градообразующих предприятия: "Сланцевский цементный завод", "Сланцы", "Петербургцемент". Сланцы входят в топ-5 районов с самым загрязненным воздухом, а также город имеет проблему повышенной радиации. В нем, как и в других моногородах Ленобласти, существует активная миграция трудоспособного населения в Санкт-Петербург.

С моногородом Сясьстрой Ленобласти ситуация обстоит еще более трудно. Моногород третьей категории численностью 13,5 тысяч человек является городом с самой нестабильной экономикой и низким социальным укладом.

Единственным градообразующим предприятием является "Сясьский целлюлозно-бумажный комбинат", строительство которого когда-то и послужило причиной возникновения рабочего поселка. Появлению и развитию новых предприятий в Сясьстрое мешает отсутствие возможности технологического присоединения к сетям газоснабжения и электроснабжения. Среди проблем Сясьстроя также значится нехватка ресурсов (газ, вода, электроэнергия), убыль населения, отток трудовых ресурсов, экология, ветхое жилье (около 10% от всего жилого фонда), нехватка финансов.

С другой стороны, необходимо учитывать административно-территориальное деление территорий куда входят эти моногорода и малые города, и поселения в частности:

Муниципальные образования — административно-территориальные формирования (городские или сельские поселения, муниципальные районы, городские округа, внутригородские территории городов федерального значения), имеющие муниципальные органы публичной власти, систему нормативных актов, бюджет, социально-техническую инфраструктуру:

Сельское поселение — один или несколько объединённых общей территорией сельских населённых пунктов (посёлков, сёл, станиц, деревень, хуторов, кишлаков, аулов и других сельских населённых пунктов), реже посёлков городского типа, в которых местное самоуправление осуществляется населением непосредственно и (или) через выборные и иные органы местного самоуправления[3]; соответствует сельсоветам советских времён и земствам досоветского периода; сельское поселение входит в состав муниципального района;

Городское поселение — небольшой город или посёлок городского типа, реже сельский населённый пункт, в которых местное самоуправление осуществляется населением непосредственно и (или) через выборные и иные органы местного самоуправления; городские поселения, не являющиеся городскими округами, входят в состав муниципальных районов;

Муниципальный район — несколько поселений (сельских и/или городских) и межпоселенческих территорий, объединённых общей территорией, в границах которой местное самоуправление осуществляется в целях решения вопросов местного значения межпоселенческого характера населением непосредственно и (или) через выборные и иные органы местного самоуправления, которые могут осуществлять отдельные государственные полномочия, передаваемые органам местного самоуправления федеральными законами и законами субъектов Российской Федерации;

Законодательно система обращения отходов на муниципальном уровне предполагает выполнение следующих функций:

1. Сбор и транспортировка отходов: муниципалитет должен обеспечить наличие контейнеров и специальных машин для сбора и транспортировки отходов из домов и общественных мест.
2. Сортировка и переработка: собранные отходы должны быть отсортированы на местных пунктах приема и направлены на переработку или утилизацию в соответствии с законодательством.
3. Муниципалитет должен проводить информационные кампании среди жителей о правильной сортировке отходов, использовании контейнеров для раздельного сбора и других аспектах обращения с отходами.
4. муниципалитет осуществляет контроль за соблюдением правил обращения с отходами со стороны жителей и предприятий, а также применение штрафов в случае нарушений.

Но по факту декларируемое является нереализуемой и сложной задачей из-за отсутствия современной инфраструктуры и финансовых ресурсов.

Местное самоуправление как наиболее приближенное к гражданам, будучи сложным по своей природе и многофункциональным по своим возможностям, способно обеспечить качественно новый уровень выполнения экологических стандартов, эффективного проведения в жизнь мероприятий, предусмотренных экологической политикой государства.

Для этого необходимо использовать следующие правовые принципы:

- Приоритет защиты прав граждан, прежде всего права на благоприятную окружающую среду.
- Открытость и доступность информации о состоянии окружающей среды.
- Соблюдение баланса экологических и экономических интересов.
- Функциональная самостоятельность местного самоуправления (управления) должны обладать необходимыми и достаточными возможностями по саморегулированию, свободой усмотрения при принятии управленческих решений в пределах своих полномочий.
- Полномочия по охране окружающей среды должны передаваться на тот уровень власти, который способен их наиболее эффективно решать. Объем полномочий определяется способностью муниципальных образований эффективно решать те или иные экологические вопросы.
- Согласованность действий органов государственной власти и местного самоуправления и взаимная координация.
- Государственный контроль (надзор) эффективности выполнения местным самоуправлением (управлением) возложенных на него полномочий в сфере охраны окружающей среды.
- Полномочия муниципальных образований закрепляются в качестве вопросов местного значения и имеют приоритетное значение, такие как: организация озе-

ления и благоустройства, утилизации и переработки твердых коммунальных и промышленных отходов, организации водоснабжения населения, устройства безнадзорных животных, а также полномочия по организации и развитию особо охраняемых природных территорий.

- Проведения муниципальной экологической экспертизы, проводимой муниципальными образованиями по инициативе граждан и общественных организаций (объединений), основным направлением уставной деятельности которых является охрана окружающей среды, а также по собственной инициативе.
- Вопросы местного значения в сфере охраны окружающей среды должны исключать размытые формулировки и включать всю совокупность полномочий местного самоуправления (управления), необходимых для их эффективного решения.

Закрепление за муниципальными образованиями вопросов местного значения не исключает разработки государственных программ в соответствующей области (направлении) охраны окружающей среды. Государственная программа может стать значимым организационно-правовым инструментом координации органов государственной власти и местного самоуправления (управления) по реализации государственной экологической политики, а также важным финансовым источником обеспечения деятельности местного самоуправления (управления) в соответствующей области экологических отношений.

- Механизм финансирования данных полномочий определяется национальным законодательством, но не должен ставить муниципальные образования в административную и (или) политическую зависимость от вышестоящих органов государственной власти.
- Избегать практики передачи государственных полномочий, охватывающих всю сферу экологических отношений определенного направления или ее преимущественную часть. Передача государственных полномочий не может преследовать единственно цель постановки местных властей в административную и (или) политическую зависимость от вышестоящих органов государственной власти.
- Закрепить за местным самоуправлением (управлением) полномочий по экологическому просвещению с государственным финансированием просветительских проектов.

Законодательное регулирование с учетом приведенных выше позволит усовершенствовать порядок реализации экологической политики государства, содействовать созданию условий для наиболее полной реализации потенциала местного самоуправления (управления) в области охраны окружающей среды с учетом его особой природы и тем самым особых возможностей при одновременном обеспечении ускоренного социально-экономического развития.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ЭФФЕКТИВНОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА И ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ

Ананченко И.В., Яковлев В.А., АО НПФ «Уран-СПБ»

Эффективность любой энергетической установки, вырабатывающей тепловую или электрическую энергию за счет сжигания различного вида топлива (газ, мазут, уголь и пр.), оценивается величиной потерь выходной энергии относительно ее максимально возможного значения, соответствующего данному виду топлива при его полном сжигании. Эти потери обусловлены в основном потерей тепловой энергии в котле энергетической установки либо от неполного сгорания топлива, либо перегрева дымовых газов, образующихся на выходе установки.

Снижение потерь тепловой энергии достигается путём правильного регулирования количества подаваемого в котел воздуха, обеспечивающего процесс горения. Количество воздуха, необходимого для оптимального процесса горения, определяется на основе анализа результатов измерения количественного состава компонентов дымового газа, таких как кислород O_2 , окислы углерода CO и азота NO_x , а так же температуры и давления газа.

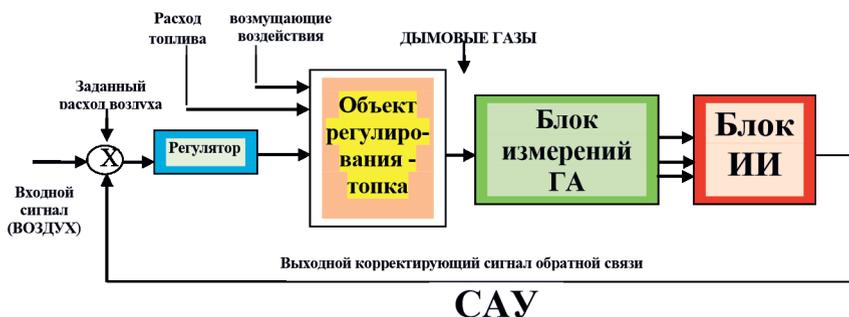
Зависимость количества O_2 , CO , NO_x в дымовом газе от количества подаваемого для горения воздуха нелинейная и зависит от ряда факторов: температуры и влажности воздуха, качества топлива (его калорийности), особенностей конструкции конкретной энергетической установки.

Поэтому, для организации процесса горения топлива с максимально возможной эффективностью, требуется создать систему саморегулирования с использованием искусственного интеллекта. При этом, управляющие воздействия на механизм подачи воздуха будут формироваться на основе текущего анализа параметров дымового газа на выходе котла и подаваемого воздуха на его входе. Система должна сама определять степень зависимости количества подаваемого воздуха от изменений параметров дымового газа под действием возмущающих факторов.

Назовем воздух на входе системы управляющим воздействием (управляющим сигналом), а параметры дымового газа – многомерным результатом такого воздействия (выходные сигналы). (см. рис)

Такая система будет устойчивой, если при изменении входного сигнала выходные сигналы остаются в заданных диапазонах (т.е., каждый измеряемый параметр дымового газа лежит в заданном диапазоне).

Система должна быть самообучающейся. Управляя входным сигналом, система запоминает изменения выходных сигналов, анализирует направление и скорость этих изменений и в процессе обучения (адаптации) в течение некоторого времени добивается цели регулирования, по которой значения выходных сигналов не выходят за пределы допустимых значений. По завершении этапа адаптации система обеспечивает поддержание параметров дымовых газов в заданных пределах.



В первом приближении, алгоритм работы искусственного интеллекта (блок ИИ) следующий:

- устанавливаются предварительные достаточно широкие диапазоны допустимых изменений измеряемых параметров O_2 , CO , NOx (пороговые значения);
- определяется степень влияния изменения входного сигнала (воздуха) на изменение каждого выходного сигнала блока измерений (параметра дымового газа), т.е. оценивается чувствительность системы на внешнее воздействие;
- последовательно фиксируются выходные сигналы блока измерений и сравниваются с пороговыми значениями;
- при выходе любого сигнала за пределы своего диапазона блок ИИ осуществляет коррекцию входного сигнала (на фиксированную величину – единицу коррекции) в ту или другую сторону;
- коррекция продолжается до установления каждого параметра в пределах своего широкого диапазона;
- далее выполняется пошаговая коррекция с целью минимизации одного из параметров (например, CO) с одновременным анализом остальных;
- при выходе на очередном шаге коррекции другого параметра за пределы допуска делается попытка минимизировать уже этот параметр;
- после многократных итераций система выйдет на стабильный режим, при котором все параметры окажутся в оптимальной зоне, когда обеспечивается наиболее эффективный процесс сжигания топлива.

Литература

1. Новиков О. Н., Артамонов Д. Г., Шкаровский А. Л., Кочергин М. А., Окатьев А. Н. Энергоэкологическая оптимизация сжигания топлива в котлах и печах регулированием соотношения «топливо - воздух»// «Промышленная энергетика». № 5, 2000. С. 57-60.
2. Шкаровский А. Л., Новиков О. Н., Новикова А. В., Полушкин В. Н. Разработка нового семейства интеллектуальных систем управления качеством сжигания топлива// Журнал «Современные наукоемкие технологии». № 12, 2016.

3. *Анализаторы дымовых газов, комбинированные модели КАДГ, ИАКГ, КАКГ «Сертификат № 87382-22 Об утверждении типа средств измерений», 2022.*
4. *Новиков О.Н., Ананченко И.В., Минчев Н.В. Контроль эффективности и качества промышленного сжигания топлива // Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика» № 3 (194), март 2024, с. 54-65.*

Содержание

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ

*Стенников В.А., директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
СО РАН, академик РАН 9*

НИКОЛАЙ СТОРОНСКИЙ: «ИЗ ГОДА В ГОД ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ДОСТИЖЕНИЯМИ МЫ ПОДТВЕРЖДАЕМ СВОЮ НАДЕЖНОСТЬ И ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ»

Сторонский Н.М., генеральный директор АО «Газпром промгаз», к.ф.-м.н. 15

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ АО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ»

ПРИ СТРУКТУРНОЙ ПЕРЕСТРОЙКЕ ТЭК РОССИИ

*Варламов Н.В., первый заместитель генерального директора
АО «Газпром промгаз», к.э.н. 20*

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ И ТЕНДЕНЦИИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

*Сендеров С.М., заместитель директора, Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН 27*

ПРИМЕНЕНИЕ НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ОБЪЕКТОВ И ПОСЕЛЕНИЙ В РЕГИОНАХ РОССИИ

Карасевич В. А. к.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина 30

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОТБОРУ МЕРОПРИЯТИЙ В КОМПЛЕКСНЫЕ ЦЕЛЕВЫЕ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ЗА СЧЕТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТРЕНДА ИНДЕКСА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА К РАЗВИТИЮ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Шаповало А.А., начальник Управления ПАО «Газпром»,
Сербин Ю.В., главный научный сотрудник НТЦ «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз» 36*

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДАТА-ЦЕНТРОВ

Юдин А.К., АО «Газпром промгаз» 39

СПГ В КАЧЕСТВЕ РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА НА ОБЪЕКТАХ ЭНЕРГЕТИКИ: ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ СХЕМЫ ПОСТАВКИ

*Аверьянов В.К., советник генерального директора, член-корреспондент РААСН,
доктор технических наук*

Блинов А.Н., главный специалист

*Тверской И.В., директор научно-технического центра «Региональные системы
газоснабжения», АО «Газпром промгаз» 42*

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕСМОТРУ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГРАФИКОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

Аверьянов В.К., советник генерального директора, член-корреспондент РААСН, д.т.н.

Тютюнников А.И., заведующий лабораторией инженерных систем, к.т.н.

*Горшков А.С., заведующий отделом разработки схем
и программ развития систем энергоснабжения, д.т.н.*

*Богданов К.В., инженер I категории отдела разработки схем
и программ развития систем энергоснабжения*

Кравченко Д.П., ведущий специалист лаборатории инженерных систем,

АО «Газпром промгаз» 51

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ

Лигачев В.А., ПАО «Газпром»,

Аверьянов В.К., д.т.н.,

Блинов А.Н., к.т.н.,

Иваницкий С.С., АО «Газпром промгаз»,

Давыдов О.А., ИК «Энергетические технологии»,

Куколев М.И., Санкт-Петербургский Политехнический Университет Петра Великого 55

АККУМУЛИРОВАНИЕ ХОЛОДА В ЦЕНТРАХ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

Заводнова Е.Б., Куколев М.И.

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого 62

ТАРИФЫ КАК ИНСТРУМЕНТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИИ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ

*Кокшаров В.А. – д-р экон. наук, профессор кафедры экономика транспорта
ФГБОУ ВО «Уральский государственный университет путей сообщения»,
профессор кафедры экономической безопасности производственных комплексов
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени
первого Президента России Б. Н. Ельцина»..... 65*

*Домникова Л.В. – стар. преподаватель кафедры экономической безопасности
производственных комплексов ФГАОУ ВО «Уральский федеральный
университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина» 65*

ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ РЕСУРСОВ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

*Резник К.В. аспирант, Санкт-Петербургский государственный
архитектурно-строительный университет..... 72*

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА ДЛЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ТОПЛИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

*Сайданов О.В., д.т.н. профессор, ВИ (ЖДВ и ВОСО) ВА МТО
Ландграф И.К., ИЦ «ВЭ» ООО «ЦВТ» АФК-Система
Касаткин М.А., ИЦ «ВЭ» ООО «ЦВТ» АФК-Система 74*

МЕТОДИКА СБЕРЕЖЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, ПОТРЕБЛЯЕМЫХ АВТОНОМНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЗА СЧЁТ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СРЕДСТВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

*Абсалямов Д.Р., Панихин Д.Я.,
ФВГОУ ВПО Военно-космическая академия имени А.Ф. Можайского 80*

МЕТОДИКА ПЛАВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА ВЫХОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТЭЦ В ЗОНЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ФИЛИАЛА «НЕВСКИЙ» ПАО «ТГК-1»

*Рожков Р.Ю., заместитель главного инженера по режимам теплоснабжения АО «Теплосеть
Санкт-Петербурга»
Хотяков В.В., ведущий инженер,
ПТО АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» 84*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЖИГАНИЯ ЖИДКИХ ВИДОВ ТОПЛИВ МЕТОДОМ ПАРОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ

Саркисов С.В., профессор, д.т.н., начальник кафедры,

Бондарев АВ., доцент, д.т.н., доцент,

Харьковский В.В., адъюнкт,

кафедра систем жизнеобеспечения объектов военной инфраструктуры

Военного института инженерно-технического ФГКВОУ ВО «Военная академия

материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева»..... 93

КОМБИНИРОВАННЫЕ АНАЛИЗАТОРЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ - ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ, КОРРЕКЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

Новиков О.Н., генеральный директор АО НПФ "УРАН-СПБ", к.т.н. 97

ВЛИЯНИЕ КРАЕВЫХ ЗОН НА ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ ПОЛА ПО ГРУНТУ

Корниенко С.В., доктор технических наук, советник РААСН,

ведущий научный сотрудник НИЦ ГП ФГБУ «ЦНИИП Минстроя России»,

заведующий кафедрой «Архитектура зданий и сооружений»,

Брехов Е.М., аспирант кафедры «Архитектура зданий и сооружений»,

ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет» 99

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕЗАВИСИМОСТЬ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ИННОВАЦИИ В РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Рамзанов А.Ф., заместитель генерального директора

по стратегическому развитию АО «ГТ Энерго»..... 102

ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ: ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ПРЕИМУЩЕСТВА

Верозуб С.Н., руководитель по развитию

газового направления компании «ТЕПЛОДОХРАН» 103

ВИНОВАТ ЛИ ПРОМЕТЕЙ?

Гримитлин А.М, д.т.н., профессор, вице-президент НОПРИЗ,

вице-президент НОЭ, президент АС «СЗ Центр АВОК»..... 106

Крумер Р.Г., директор АС СРО НП «Инженерные системы — проект»,

генеральный директор ООО «ПетроТеплоПрибор» 106

СОВРЕМЕННЫЙ МКД КАК ЧАСТЬ ИНФРАСТРУКТУРЫ УМНЫХ ГОРОДОВ

Коннов Д. В., Директор по развитию продуктов,

ООО «Лартех Телеком» 115

ПРОГРАММА СЕРТИФИКАЦИИ ИНТЕРГАЗСЕРТ

Яковлева В.И. Руководитель программы сертификации Интергазсерт,

ИНТИ ООО «ЮРС-РУСЬ» 118

ПРОБЛЕМЫ МАЛЫХ ГОРОДОВ РОССИИ

ПРИ РЕШЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ

Тарбаева В.М., - председатель Комиссии по АПК,

сельским территориям, природопользованию и экологии

Общественной палаты Ленинградской области, дбн, проф., академик РЭА

Бушихин В.В., заместитель председателя СПбРО МОО «Природоохотный союз». 120

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ЭФФЕКТИВНОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА И

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ

Ананченко И.В., Яковлев В.А., АО НПФ «Уран-СПБ» 125