



**XII Международный Конгресс**

**Энергосбережение и  
энергоэффективность**

IT технологии. Энергобезопасность. Экология

# СБОРНИК ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ

Санкт-Петербург  
2023



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



ФГБОУ ВО Казанский государственный энергетический университет



МОО «Природоохранный союз»



Ассоциация энергетических предприятий СЗФО



Национальное агентство по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии



Общественная палата Ленинградской области

Организатор мероприятий:



# **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»!

На современном этапе роль энергетики для развития отечественной экономики трудно переоценить. Вектор развития энергетической отрасли меняется не только благодаря технологическим изменениям, но и в силу событий мирового масштаба, нарушивших налаженные годами производственные цепочки и рынки сбыта. Основной задачей развития отрасли стало повышение ее энергобезопасности и надежности за счет импортонезависимости и внедрению инновационных технологий и цифровизации в сочетании с повышением экологической составляющей.

Мы должны держать руку на пульсе, определить перспективные планы, направленные на повышение конкурентоспособности российской энергетики с учетом действующих и, возможных потенциальных угроз. Необходима консолидация усилий отечественных производителей, помощь в разработке и продвижении инновационных энергоэффективных решений, пропаганда успешных проектов, организация дискуссий по актуальным проблемам с участием представителей государственных структур, ведущих компаний и экспертов, научных и финансовых организаций.

Проводимые конгрессно-выставочные мероприятия являются важной площадкой, собирающей уже не одно десятилетие экспертов и представителей ведущих компаний отрасли для обсуждения насущных проблем развития отечественной и мировой энергетики.

Желаю гостям, участникам и организаторам мероприятий успешной работы, новых продуктивных рабочих контактов и творческих идей на благо развития энергетики.

Сенатор Российской Федерации,  
Заместитель Председателя Совета  
по вопросам развития Дальнего Востока,  
Арктики и Антарктики при Совете Федерации

А.И. Широков



### **Уважаемые коллеги!**

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

Трансформация энергосистем в контексте энергетического перехода включает в себя условия повышения энергоэффективности, декарбонизацию, децентрализацию и цифровизацию.

Несмотря на то, что энергонезависимая Россия имеет, по сравнению с большинством развитых стран, наиболее диверсифицированный характер энергетики с большой долей без углеродной генерации, наша страна активно участвует в процессах энергоперехода: развивает газификацию, импортозамещение, внедряет инновационные решения, энергоэффективные и цифровые технологии, ВИЭ и др.

При формировании конкретных практических решений важно точно расставить приоритеты, способствующие достижению наибольшего эффекта с учетом актуальных вызовов. Для этого важно укреплять связи отечественной науки и производственных организаций, что поможет быстрее интегрировать наиболее эффективные и перспективные разработки в проекты строительства и модернизации систем энергетики.

Конгресс «Энергосбережение и энергоэффективность. IT Технологии. Энергобезопасность и экология» - уникальная площадка для диалога и обмена опытом представителей делового и научного сообществ, формирования совместных усилий по качественному решению актуальных задач развития энергетики и промышленности нашей страны.

Желаю гостям, участникам и организаторам мероприятия плодотворной работы и воодушевляющих результатов.

Первый заместитель генерального директора  
АО «Газпром промгаз»

Н.В. Варламов

## Предисловие

Глобальные тренды, происходящие в мире, существенным образом влияют на развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК), системы его управления и во многом обуславливают энергетический переход. Энергопереход представляет собой объективный процесс, обусловленный сменой технологического уклада и формированием общества знаний, искусственного интеллекта, микроэлектроники, квантовых, био-, нанотехнологий, фотоники, новых структур организационного управления, в комплексе затрагивающий социальные, экономические, политические, экологические и другие жизненные сферы. Он не может быть ассоциирован с какими-либо конъюнктурными, политическими предпочтениями, типа климатической повестки.

Трансформация энергетических систем и ТЭК в целом в аспекте энергетического перехода, в первую очередь, связана с проявлением новой модели поведения потребителя, активно участвующего в управлении своим энергоснабжением (как внутреннего фактора) и наличием доступного и развитого рынка технологий и оборудования (как внешнего фактора), олицетворяющими его движущую силу. Все это рождает новое видение структурного, топологического, организационного построения систем энергетики и интеллектуального управления ими. В этих условиях важнейшей задачей настоящего и будущего развития ТЭК представляется сохранение устойчивости его функционирования и стабильной работы, обеспечивающих рост экономики и энергетическую безопасность страны.

Технологическая трансформация энергетических систем вместе с другими факторами является для России и вызовом, и «окном» больших возможностей, формирует новые принципиальные задачи управления режимами энергетических систем и их развитием, требующие глубоких фундаментальных и прикладных исследований. Важнейшим вектором в современных условиях представляется усиление взаимосвязи между наукой и практикой, ускорение процессов реализации научных разработок и содействие их промышленному производству.

Эти и другие вопросы, такие как энергоснабжение, энергосбережение, энергообеспечение, сочетание традиционного, нетрадиционного и инновационного в развитии систем энергетики и управлении ими, рассматриваются в представленных в настоящем сборнике статьях.

## СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ И ВЫЗОВЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ

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

### 1. Стратегические приоритеты трансформации энергетических систем

Современные мировые тренды во многом формируют направления радикальной трансформации структуры и принципов построения энергетических систем (ЭС) и управления ими [1]. Это происходит под влиянием активного развития инновационных технологий и оборудования интеграции информационных и телекоммуникационных систем, активизации процессов цифровизации и интеллектуализации при управлении функционированием и развитием ЭС. Возникающие в различных проявлениях вызовы трансформируют функциональную структуру систем, преобразуя ее в многомерную, изменяют их свойства. Они сочетают в себе многокомпонентность, интеллект, эффективность, надежность, управляемость, гибкое использование технологий преобразования, транспорта, хранения энергии и активного потребления. Создание таких систем является проявлением новой парадигмы в энергетике [2].

Технологическая инфраструктура современных энергетических систем в процессе своего эволюционного развития преобразуется в сложную человеко-машинную систему, включающую в себя множество (сотни тысяч) различных пространственно распределенных, но взаимосвязанных между собой технических элементов. В режиме реального времени они должны эффективно осуществлять процессы производства, транспорта, передачи и распределения энергоносителей, реализуя общую стратегическую цель – обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергии. В рамках осуществляемой трансформации необходимо обеспечить повышение их эффективности в части управляемости, надежности, безопасности, экономичности и т.п., снижение негативного воздействия на окружающую среду, в том числе выбросов парниковых газов и доступность энергоснабжения для всех потребителей. Решение этой триединой задачи невозможно без перехода к новой технологической парадигме, базирующейся на современных информационных достижениях, широкой интеллектуализации и интеграции энергетических систем (электро-, тепло-, холодо-, газоснабжения) в единую метасистему [3].

Реализация интеграционного процесса предусматривает объединение технологических систем, их интеллектуализацию, использование традиционных, возобновляемых и вторичных энергоресурсов, создание централизованных энергохабов (узлов) с накопителями энергии, строительство «умных» зданий с аккумулированием энергии для сглаживания пиковой нагрузки. Интеграционные процессы проявляются на различных иерархических уровнях. На верхнем национальном уровне это характерно для электроэнергетической, газо- и нефтеснабжающей систем (ЭЭС, ГСС и НСС), на межрегиональном уровне к ним примыкают теплоснабжающие системы (ТСС), в частности, в составе теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Наиболее ярко интеграция проявляется на уровне городов и промышленных агломераций, на котором представлены все перечисленные

выше системы. Процессы интеграции энергетических систем в метасистему ведут к повышению уровня их целостности и организованности, при этом увеличивается объём и интенсивность взаимосвязей и взаимодействия между отдельными элементами. Интеграция при производстве и потреблении обуславливает необходимость совместного рассмотрения электрических, тепловых, газовых сетей, режимов их работы, особенно аварийных ситуаций, и управления ими, анализ надёжности энергоснабжения с учетом взаимосвязанности систем и т.д.

В соответствии с энергетической политикой России, развитие энергетических систем многие десятилетия было направлено на преобладание централизованного энергоснабжения с крупными энергоисточниками и развитыми сетевыми структурами. До настоящего времени централизованные и децентрализованные (распределенные) системы функционировали раздельно, каждая из них на своей территории.

В современных условиях все большую конкуренцию крупным источникам составляют распределенная генерация энергии (РГЭ), включая когенерацию, возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и др., которые нашли свою область применения, в том числе и в рамках их интеграции в централизованные системы. Это фактически предопределило создание централизованно-распределенных систем энергетики. Такие системы отличаются диверсификацией существующих свойств и формированием новых.

Возрастающая доля распределенной генерации энергии, в том числе непосредственно у потребителей, также ведет к существенному изменению свойств энергетических систем, как производственно-транспортных, так и систем энергоснабжения. Эти факторы ведут к пересмотру принципов построения производственно-транспортных энергетических систем и систем энергоснабжения, в т. ч. на уровне потребителей, а также управления их режимами на основе интеграции этих систем.

Значительно изменяются архитектура и принципы построения распределительных сетей. Из тупиковых они превращаются в кольцевые структуры, оснащаются нетрадиционным для них сетевым оборудованием. По структуре построения они транслируют особенности системообразующих сетей, поскольку становятся сетевыми комплексами не только передающими энергию, как это было ранее, но и принимающими ее от РГЭ. Это значительно усложняет принципы их построения и управление ими. К таким системам повышаются требования по надёжности, управляемости, гибкости функционирования и др.

Новый уровень приобретает технология функционирования распределительного энергосетевого комплекса. От пассивного распределения энергии между потребителями они преобразуются в интеллектуальную, активно управляемую систему с двусторонними потоками энергии и информации. Применение передовых цифровых технологий улучшает наблюдаемость и управление распределительными системами, и значительно расширяет возможности управления спросом.

Наряду с изменениями внутренней структуры систем происходит формирование глобальных межгосударственных энергетических объединений, это уже имеет место для нефтеснабжающих и газоснабжающих систем и становится актуальным направлением для электроэнергетических систем. Относительно новым фактором является



формирование крупных центров генерации энергии (ГЭС «Три ущелья» на реке Янцзы в Китае, на реке Конго в Центральной Африке и др.), мега-парков ветроэлектростанций в Северном море и на Арктическом побережье России, солнечных электростанций в пустынях Сахара и Гоби, и др. Для передачи энергии от таких мега-центров сооружаются сверхдальние линии с новыми техническими устройствами, образуя Глобальные энергетические объединения.

Для нефте- и газоснабжающих систем актуальными направлениями становятся создание транспортных коридоров (северного, среднеазиатского, южного), формирование логистических мега-центров, построение гибридной системы, сочетающей трубопроводный транспорт с мини-заводами для переработки нефти и газа (например, в сжиженный природный газ (СПГ)) для дальнейшей их доставки в переработанном виде потребителям.

Кардинально возрастает значение защиты компьютерной инфраструктуры и надежного управления энергетической системой. С развитием цифровизации и интеллектуализации энергетики риски киберугроз значительно увеличиваются, при этом они могут быть связаны с любым элементом, даже с отдельными электросчетчиками и потребителями энергии. Управление кибербезопасностью становится ключевой задачей функционирования энергетической системы.

Топологическая и структурная сложность энергетических систем, возросшая в связи с усилением внутри- и межсистемных связей, увеличением разнообразия источников энергии по типам и мощности, их дискретно-стохастический характер функционирования предопределили глубокое проникновение цифровизации и интеллектуализации в энергетический процесс.

Интеллектуальные энергетические системы представляют собой сбалансированное сочетание традиционных производственных технологий и новейших технологий, таких как Интернет, мобильные сети 5G, облачные хранилища и вычисления, аналитика данных, искусственный интеллект, машинное обучение и т.п. Это, а также другие вышеотмеченные факторы, предопределяют необходимость рассматривать энергетические системы как сложные киберфизические системы.

Технологическая трансформация энергетических систем разного уровня обеспечивает широкие перспективы для реализации новых функциональных возможностей, способствует применению более совершенных технологий в эксплуатации и созданию интегрированных централизованно-распределенных систем с координированным управлением их режимами и активным участием потребителей в процессе их энергообеспечения.

## 2. Вызовы нового времени

Новыми условиями, проявившимися в настоящее время в энергетике, являются рост конкуренции между различными типами систем энергетики, которая обусловлена тем, что они работают на одном потребительском рынке, конкурируют за ресурсы на топливном рынке и, нередко, пересекаются в других сферах деятельности. Значи-

тельно усиливается конкуренция между видами энергоснабжения и типами систем, в частности между централизованным и децентрализованным энергоснабжением, между крупной и распределенной генерацией энергии. Растет конкуренция за дешевые энергоресурсы, за платежеспособного потребителя, за интеллектуальный ресурс, инвестиции и т.п.

При снижении надежности, качества, доступности энергоснабжения повышаются требования к их уровню, возрастает активность потребителя в части регулирования своего спроса, выбора вида энергоснабжения, типа энергоносителя, участия в управлении своим энергоснабжением и т.п.

Неизбежное развитие распределенной генерации на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ) на уровне систем энергоснабжения и непосредственно у потребителей, их интеграция в централизованные системы требуют реализации новых принципов построения, а также создания интеллектуальных систем управления ими с развитым информационно-коммуникационным обеспечением.

Объединение разрозненных систем разного уровня в единый технологический комплекс обеспечит реализацию новых функциональных возможностей, применение более совершенных технологий в эксплуатации и создание интегрированных централизованно-распределенных систем с координированным управлением их режимами и активным участием потребителей в процессе энергоснабжения.

Увеличение масштабов распределенной генерации и расширение использования когенерации приведет к возрастанию роли распределительных электрических и трубопроводных сетей по сравнению с транспортными сетями вследствие приближения выработки электроэнергии и тепла к их потреблению. Функционирование рынков газа, электроэнергии и тепла и активность потребителей в управлении собственным энергопотреблением вызывают существенную неопределенность в режимах транспортных сетей электрической, газовой и тепловой энергии.

Активное поведение потребителей проявляется в управлении своим энергоснабжением и организации собственного производства энергии. Это выражается в стремлении оптимизировать графики нагрузки и загрузки своих мощностей как с целью минимизации затрат на потребляемую энергию, так и с целью получения дохода от продажи энергии и мощности в систему.

Мотивационной основой достижения высокой конкурентоспособности и освоения новых энергетических рынков становится клиентоориентированная стратегия функционирования энергетических систем, предполагающая перманентное участие в обеспечении активного поведения потребителей энергии и учитывающая их требования к энергоснабжению [1].

Современные технологии интеллектуализации оборудования, систем управления и учёта энергии, телекоммуникаций и информационного обеспечения, малой генерации и др., растущие их технические возможности и ценовая доступность постепенно превращают энергетические системы и инфраструктурное окружение в «цифровую реальность», наполняемую интеллектуальными ресурсами, в том числе и искусственным интеллектом.

Возрастающий разрыв между эволюционирующим уровнем компетенций, интеллектуального потенциала, объективно происходящими изменениями в результате генерации новых знаний и формируемым рынком оборудования и технологий, а также способностью соответствующих компаний наиболее полно им соответствовать обуславливает необходимость постоянного их развития и совершенствования.

Постоянно увеличивающийся рост суммарного потребления энергетических ресурсов, необходимость передачи и управления большими потоками энергии, сложная и масштабная энергетическая инфраструктура требуют все более широкого применения цифровых, энергоэффективных и экологически чистых стратегий их использования.

Основные вызовы и их содержательные, стимулирующие возможности отражены в табл. 1.

<b>№ п/п</b>	<b>Вызовы энергетике</b>	<b>Стимулирующие аспекты</b>
1	Конкуренция	Между видами и типами систем; за топливные ресурсы; за потребителя; за инвестиции
2	Успешное развитие распределенной генерации энергии	Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии; когенерация на базе ГТУ, ДГУ; топливные элементы
3	Активные потребители (просьюмеры)	Управление спросом; совмещение функций потребления и производства энергии; обмен энергией между потребителями
4	Интеллектуализация	Нейронные сети, машинное обучение; формирование решения и воздействие на исполнительные механизмы
5	Интернет технологии	Интернет-Энергия, межмашинное взаимодействие (M2M), блокчейн
6	Интеграция	Объединение в единую метасистему нескольких функциональных систем; информационных технологий; интеллектуальных и телекоммуникационных комплексов
7	Рост потребления	Передача и управление большими потоками энергии, электромобили, электроотопление, кондиционирование
8	Информационная безопасность	Предотвращение кибератак; кибербезопасность

№ п/п	Вызовы энергетике	Стимулирующие аспекты
9	Доступный рынок новых технологий и оборудования	Системы управления, учета; аппаратные средства, виртуальная и дополненная реальность (VR и AR) и др.
10	Системы передачи данных	Беспроводная сотовая связь G5, системы передачи и хранения больших данных

Таблица 1. Современные вызовы энергетике.

Для разрешения сложившихся противоречий нужна новая энергетика, построенная на других принципах, соответствующих концепции постиндустриального общества с высоким качеством жизни, интеллектуализацией всех сфер деятельности и инновационной экономикой, основанной на знаниях и высокоразвитом человеческом капитале.

### 3. основополагающие принципы построения и функционирования трансформирующихся энергетических систем

Объединение в единую платформу всех функциональных технологий обуславливает необходимость по-новому взглянуть на построение как отдельных систем, так и на их интеграцию, переходя от жесткой сложившейся структуры «генерация - сети - потребитель» к более гибкой, в которой каждый узел сети может являться активным элементом (как потребителем, так и поставщиком энергии). Такая ЭС становится самонастраивающейся системой, и в зависимости от внутренних и внешних условий в автоматическом режиме осуществляет реконфигурацию, обеспечивающую ей вписывание в изменившиеся условия функционирования.

Новой становится и технология функционирования такой метасистемы, так как в ней, как выше было отмечено, однонаправленное движение энергетических потоков (источник - потребитель) превращается в многонаправленное (не только от источника к потребителю, но и от потребителя к источнику). Формируемая системная конструкция должна сочетать определенную самостоятельность множества центров принятия решений и их скоординированность в обеспечении устойчивого энергоснабжения потребителей. Она должна строиться по принципу субсидиарности и саморегуляции, в соответствии с которыми управление осуществляется не путем воздействия на регулируемую систему извне, а формируется в ней самой. При этом системы имеют свое собственное управление, цели, задачи и работают независимо, координируясь с другими системами в рамках выполнения единых целевых установок посредством облака горизонтальных связей.

Неотъемлемой частью такой системы является ее «интеллектуальность», в основе которой лежит агентно-ориентированная парадигма [4], когда каждый потребитель, получая информацию через своих интеллектуальных агентов обо всех других

участниках процесса энергоснабжения, оценивает свою роль в этом процессе и формирует свое поведение. Обладая необходимыми технологическими знаниями, он может обоснованно оптимизировать свой процесс энергопотребления с учетом производства энергии на собственных источниках генерации.

Эти основополагающие положения определяют сетевую модель отношений, в основе которой лежит принцип комплементарности, когда действия одного участника, связанные с решением следующих задач, одновременно способствуют решению определенных задач других участников. Сетевая организация является системой более высокого порядка относительно действующей иерархически подчиненной структуры российской энергетики. Она подразумевает ослабление вертикальных связей, деbüroкратизацию и развитие горизонтальных связей.

Многомерная структура ЭС, высокий уровень объединения и самоорганизации, интеллект, комплексное использование технологий преобразования, транспорта, хранения энергии и активного потребителя значительно расширяют функциональные возможности формируемой энергетической метасистемы, обеспечивают ей появление новых свойств, обеспечивающих, прежде всего, осуществление качественного и своевременного обеспечения запросов потребителя.

Представленные концептуальные положения интеллектуальных энергетических метасистем позволяют рассматривать проблему с разных позиций и более системно формулировать задачи исследований. Среди них наиболее сложными представляются задачи, связанные с моделированием знаний, включая разработку методов формализации знаний для ввода их в компьютерную память в качестве базы знаний, и моделирование рассуждений, т.е. создание компьютерных программ, имитирующих логику человеческого мышления при решении разнообразных задач управления.

## Заключение

Активное проявление глобализации в энергетике требует пересмотра принципов построения энергетических систем, а также концепции управления их функционированием на основе интеллектуализации и интеграции этих систем. Объединение разнотипных по назначению систем в единый технологический комплекс может обеспечить реализацию новых функциональных возможностей, применение более совершенных технологий эксплуатации, создание интегрированных централизованно-распределенных систем с горизонтально распределенным управлением их режимами и активным участием потребителей в процессе энергоснабжения.

Изложенные результаты систематизируют выполненные наработки, формируют основные концептуальные положения и отражают некоторые свойства будущих энергетических систем. Идеология, создание и управление такими системами является важнейшей проблемой, требующей проведения активных научно-практических исследований.

## Литература

1. Стенников В.А. Устойчивое развитие энергетики: тенденции и вызовы //

Энергетическая политика. 2023. № 2.- С. 32-40.

2. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 64-72.

3. Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем» // Энергетическая политика. 2012. № 5. – С. 3-15.

4. Stennikov V., Barakhtenko E., Mayorov G., Sokolov D., Zhou B. Coordinated management of centralized and distributed generation in an integrated energy system using a multiagent approach // Applied Energy. – 2022. – Т. 309. – P. 118487. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.118487.

## ПЕРСПЕКТИВНАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ И ВОЗМОЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

*С.М. Сендеров, д.т.н., заместитель директора, зав. отделом энергетической безопасности, ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН*

Исследования, проводимые в области исследования проблем обеспечения энергетической безопасности на протяжении уже порядка 30 лет [1-6 и др.], позволили сформулировать наиболее емкое определение, отражающее важнейшие аспекты обеспечения энергетической безопасности (ЭБ) государства: «состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах, а также от нарушений стабильности, бесперебойности топливо- и энергоснабжения». Необходимо отметить, что данное состояние защищенности соответствует в нормальных условиях функционирования энергетики обеспечению в полном объеме обоснованных потребностей в энергоресурсах, а в чрезвычайных ситуациях - гарантированному обеспечению минимально необходимого объема потребностей. При этом упомянутые в определении угрозы дефицита в топливо-энергетических ресурсах (ТЭР) могут быть вызваны как внутренними, так и внешними, по отношению к топливо-энергетическому комплексу (ТЭК) страны, факторами.

Среди наиболее значимых стратегических угроз ЭБ, способных сформировать условия устойчивого ограничения объемов поставки необходимых для экономики ТЭР на долгосрочную перспективу, сегодня можно отметить следующие:

- недостаток инвестиций в энергетических отраслях, сопровождающийся в первую очередь возможным недофинансированием программ модернизации оборудования, новых вводов энергетических мощностей, ограничением возможностей выхода в новые районы нефте- и газодобычи и проч.;

- непосредственно связанные с первой угрозой низкие темпы обновления основных производственных фондов (ОПФ) в энергетических отраслях;

- низкие темпы внедрения наилучших доступных технологий (НДТ) в энергетических отраслях, вызванные международными санкциями в отношении России и недостатком инвестиций;

- сокращение возможностей по наращиванию объемов добычи природного газа и нефти постепенно трансформирующееся в угрозу снижения возможностей по поддержанию объемов добычи природного газа и нефти;

- слишком большое доминирование природного газа в ТЭБ регионов европейской части страны и Урала (до 95-98% в отдельных регионах)

Результаты анализа основных факторов, влияющих на усиление либо на ослабление указанных угроз и характер возможной трансформации этих угроз под воздействием совокупного влияния данных факторов представлены ниже.

Угроза недостатка инвестиций в отраслях ТЭК. В значительной степени усиливают масштабы реализации данной угрозы недофинансирование отраслей, ухудшение запасов в старых районах нефте- газодобычи и необходимость освоения новых более дорогих районов, а также, конечно, международное санкционное давление.

Развитие угрозы низких темпов обновления ОПФ энергетики непосредственно связано с недостатком инвестиций, международными санкциями относительно наилучших доступных технологий, поставки оборудования и отсутствия мотиваций для ускоренной замены устаревших ОПФ энергетики в связи с отсутствием роста внутреннего спроса на ТЭР в настоящее время. Сегодня эта угроза непосредственно связана с угрозой низких темпов внедрения НДТ в отраслях ТЭК.

В свою очередь, реализация угрозы низких темпов внедрения НДТ в отраслях ТЭК в значительной степени усиливается недостатком инвестиционных ресурсов, высокой инерционностью развития отраслей энергетики и также, конечно, международными санкциями на НДТ и поставку энергетического оборудования.

Постепенное усиление степени реализации угрозы снижения возможностей по наращиванию объемов добычи нефти и газа приводит к зарождению угрозы снижения уровня добычи нефти и природного газа в стране. Усиливают негативную реализацию этих угроз, в первую очередь, следующие факторы: ухудшение запасов в старых районах нефте- газодобычи и необходимость освоения новых более дорогих районов, а также международные санкции на трансфер НДТ и поставку энергетического оборудования.

Усиление степени реализации угрозы доминирования природного газа в ТЭБ регионов европейской части России и Урала непосредственным образом связано с реализацией предыдущей угрозы снижения уровней добычи природного газа. Дополнительно отрицательно влияют на степень развития данной угрозы инерционность развития энергетических мощностей в плане замены природного газа на другие виды ТЭР, предпочтительность природного газа перед другими видами ТЭР по соотношению «цена – качество» и рост себестоимости поставляемого природного газа.

В условиях трансформации перечисленных угроз ЭБ под воздействием указанных выше и других влияющих факторов был проведен анализ перспективных возможностей отраслей ТЭК по удовлетворению перспективных потребностей экономики России.

Проведенный анализ перспективных возможностей отраслей российского ТЭК в период до 2035 г. в условиях, имеющих место негативных факторов и их потенциальных последствий, позволяет сформулировать следующие выводы:

- несмотря на мощное санкционное давление, уровень производства российских ТЭР будет полностью обеспечивать внутренние потребности в первичных ТЭР в течение всего рассматриваемого периода (до 2035 г.);

- доля газа в обеспечении внутренних потребностей страны в первичных ТЭР будет незначительно расти за счет уменьшения доли угля (в начале рассматриваемого периода наличие избытков газа на внутреннем рынке и необходимость выполнения требований по увеличению доли чистой энергии);

- при сохранении ситуации с международным санкционным давлением в условиях



реализации действующих сегодня угроз энергетической безопасности ориентировочно с 2030 г. потенциально возможные объемы экспорта российского газа могут быть ограничены производственными возможностями нефтегазового комплекса страны.

#### Литература.

1. Воропай Н.И., Клименко С.М., Сендеров С.М., Славин Г.Б. и др. О сущности и основных проблемах энергетической безопасности России // Известия РАН. Энергетика. – 1996. - № 3. – С. 38 – 49.

2. Энергетическая безопасность России // В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1998. – 302 с.

3. Энергетическая безопасность. Термины и определения / Отв. редактор чл.-корр. РАН Воропай Н.И. – М.: «ИАЦ Энергия», 2005 – 60 с.

4. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н.И. Пяткова [и др.]; отв. ред. Н.И. Воропай, М.Б. Чельцов; Рос. акад. наук, Сиб. Отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 198 с.

5. Обеспечение энергетической безопасности России: выбор приоритетов / С.М. Сендеров, В.И. Рабчук, Н.И. Пяткова, С.В. Воробьев; отв. ред. С.М. Сендеров. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Наука, 2017. – 116 с.

6. С.М. Сендеров, В.И. Рабчук Старые и новые угрозы энергобезопасности России в сфере газа / Энергетическая политика, № 11 (153), 2020, С. 84-95.

## **СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В РЕШЕНИИ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ ТЭБ И СХЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ РОССИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ**

*Варламов Н.В., первый заместитель генерального директора АО «Газпром промгаз»*

Основами энергетической безопасности РФ являются обоснованное прогнозирование и обеспечение баланса «спрос-предложение» на энергетическом рынке страны в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе, учитывающие риски динамического изменения условий хозяйствования ряда предприятий и целых отраслей, в том числе связанных с введенными санкциями и перенаправлением потоков энергоносителей.

Курс страны на цифровизацию и интеллектуализацию в сфере ТЭК, участие в процессах энергетического перехода требуют кардинального изменения в подходах к прогнозированию потребления различных топливно-энергетических ресурсов в регионах, включая существенные изменения структуры потребления энергоресурсов, вызванные газификацией, расширением производства, в том числе связанного с решением задач СВО, энергообеспечением и восстановлением вновь принятых в состав РФ территорий.

В этих условиях и объекты энергетики, и объекты потребителей энергоресурсов рассматриваются в качестве энергокомплексов, имеющих горизонтальные и системообразующие связи и представляющих совокупность энергоустановок, подсистем и систем, обеспечивающих электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение и водоотведение в собственных интересах и в интересах сторонних потребителей. Здесь основой для возможности реализации подобного подхода к прогнозированию и реализации условий для оптимально функционирующего сбалансированного рынка энергоресурсов являются многоуровневые электронные системы представления информации, включающие, в том числе, топливно-энергетические балансы различного масштаба.

В подобной постановке на основании анализа состояния и необходимости повышения качества энергетики газовой отрасли АО «Газпром промгаз» разработаны и приняты: Концепция развития энергетики производственных объектов группы компаний газовой отрасли до 2030 года, Комплексная целевая программа реконструкции и технического перевооружения объектов энергетики на 2023-2027 годы, система мониторинга мероприятий по энергосбережению, ряд отраслевых стандартов в части создания современных энергетических систем и комплексов производственных объектов добычи и транспортировки газа.

В качестве приоритетного направления развития энергетики отрасли принято всемерное повышение уровня автоматизации системного и объектового уровня, интеграция автоматизированного энергетического оборудования в иерархические автоматизированные системы, использование интеллектуальных систем управления энергообеспечением с целью получения синергетического эффекта для всего комплекса

систем энергоснабжения производственных объектов на этапах жизненного цикла.

В практической сфере в такой же постановке специалистами АО «Газпром промгаз» разрабатываются схемы тепло-, водо-, газоснабжения с формированием электронных моделей для их развития, управления и принятия решений.

Как известно, одним из инструментов для оптимизации принимаемых решений в вопросах развития топливно-энергетического комплекса является топливно-энергетический баланс (ТЭБ) страны, регионов, муниципальных образований, отдельных предприятий. Топливо-энергетический баланс – это матрица, отражающая добычу, поставку, преобразование и потребление энергоресурсов, раскрывающая особенности и количественные характеристики связей между различными элементами топливно-энергетического комплекса и взаимодействия экономики и энергетической отрасли.

Развитием теории ТЭБ и разработкой ТЭБ разных типов у нас в стране активно занимаются специалисты ИНЭИ РАН, ИСЭМ им. Л.А. Мелентьева, МГУ им. М.В. Ломоносова, МЭИ (ТУ) и других организаций, в том числе и нашей организации.

В настоящее время разработчиками предлагаются различные методики составления прогнозных ТЭБ, основанные, в том числе, на итерационном подходе к формированию взаимосогласованной системы ТЭБ федерального и региональных уровней. Достоинством данного подхода является то, что он позволяет согласовывать решения по управлению производством и распределением топливно-энергетических ресурсов на федеральном и региональном уровнях в соответствии с реализуемыми целевыми программами развития ТЭК. Так, например, комбинирование методов разработки «от страны к регионам» и «от регионов к стране» предполагает составление ТЭБ регионов на основе прогнозных ТЭБ страны, а также с учетом возможных сценариев социально-экономического развития страны, регионов и предприятий.

Построенная на основе обобщения рассматриваемых методик схема формирования и использования ТЭБ регионального уровня на основе применения итерационного подхода представлена на рис.1.

ТЭБ более низких иерархических уровней разрабатываются в увязке с ТЭБ вышестоящего уровня. Таким образом осуществляется вертикальное согласование решений. При этом ТЭБ вышестоящего уровня в согласительных процедурах обладает приоритетом. Однако при наличии веских оснований допускается его корректировка, т.е. в схеме формирования системы ТЭБ имеются обратные связи.

Данная схема позволяет учесть информацию, которая имеется на региональном уровне. Достигается это путем согласования для каждого субъекта Российской Федерации прогнозов энергопотребления, выполненных методами «сверху-вниз» и «снизу-вверх».

Ключевым моментом Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов РФ, муниципальных образований является прогнозирование потребления природного газа по результатам расчетов экономии затрат у потребителя при переходе от использования текущего вида топлива на природный газ с учетом инфраструктурной составляющей на строительство газотранспортной инфраструктуры, возврата инвестиций (заемного капитала) и субсидий.

Нашей организацией разработаны ТЭБы по 5 субъектам: Забайкальскому и Приморскому краям, ХМАО – Югре, Челябинской области и Республике Татарстан. В настоящее время разрабатываются балансы ещё по трём субъектам: Республикам Тыва и Дагестан, а также Мурманской области.



Рис.1. Схема формирования и использования ТЭБ регионального уровня на основе применения итерационного подхода

Кроме того, АО «Газпром промгаз» в рамках договора с Единым оператором газификации выполняет расчеты инфраструктурной составляющей в цене тонны условного топлива природного газа и проводит экспертизу топливно-энергетических балансов на соответствие Порядку их составления.

По состоянию на сегодняшний день по 9 субъектам РФ выполнен и направлен на согласование в ЕОГ расчет инфраструктурной составляющей. Ещё по 8 субъектам РФ расчет инфраструктурной составляющей выполняется. По 23 субъектам выданы замечания к исходным данным, необходимым для расчета.

Экспертиза ТЭБ выполнена по 19 субъектам, по 55 субъектам ТЭБы на рассмотрении.

Порядок составления ТЭБ был разработан во исполнение поручений Президента РФ № 907-ПР от 30.05.2020 для определения территорий и регионов, подлежащих или не подлежащих газоснабжению по определенным критериям, таким, как: межтопливная конкуренция, обоснованная цена на газ с учетом инфраструктурной составляющей, уровень инвестиций в развитие газовой инфраструктуры, экономически обоснованная цена на газ; а также для определения условий перехода потребителей на газ – объемов и источников субсидий для реализации целевого ТЭБ.

Однако наш опыт участия в формировании ТЭБ позволяет отметить ряд проблемных вопросов положений Порядка. Основные из них следующие:

- в ТЭБ рассматривается только сетевой природный газ;
- базовые ценовые условия для оценки межтопливной конкуренции – средние по региону;
- наличие доступных энергоресурсов для субъекта в соседних регионах не учитывается;
- возможности поставки энергоресурсов из других регионов не учитываются;
- оценка инфраструктурной газовой составляющей возложена на ЕОГ (порядок и методика ее определения не регламентированы Порядком);
- оценка инфраструктурной газовой составляющей должна определяться по целевому уровню газификации населения;
- отсутствуют процедуры согласования с участниками реализации мероприятий ТЭБ, в том числе не определен состав документов, предоставляемый по результатам ТЭБ на согласование;
- расположение потенциальных потребителей газа не учитывается;
- региональные особенности, в том числе наличие независимых автономных систем газоснабжения, не учитываются.

С учетом целей и задач Порядка составления ТЭБ очевидно, что большое внимание при разработке ТЭБ уделяется природному газу. Исходя из этого следует вполне логичное предположение, что разработка ТЭБ должна быть взаимоувязана со схемами газоснабжения и газификации, региональными программами газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, программами развития газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации, в которых рассматриваются технические особенности и решения по газоснабжению и газификации потребителей, не обозначенные в Порядке и, соответственно, не рассматриваемые при разработке ТЭБ. Желательно, чтобы разработка этих документов была синхронизирована, и временной разрыв был минимален.

Отличным примером практической реализации данного тезиса является разработка прогнозного топливно-энергетического баланса Челябинской области. ТЭБ разрабатывался нами совместно с Генеральной схемой газоснабжения и газификации. И это дало системный эффект.

Утвержденный целевой ТЭБ составлен и согласован с перспективами развития газовой отрасли в регионе, определенными в рамках актуализации Генсхемы. Более того, с учетом материалов Генсхемы сформирована и реализуется программа развития га-

зоснабжения и газификации региона до 2025 года.

Кроме того, отличительной особенностью Генсхемы Челябинской области и, как следствие, ТЭБ, является разработка, впервые в рамках работ по Генсхемам, интерактивной карты газификации, включая создание цифровой базы данных, позволяющей повысить эффективность учета и мониторинга исполнения планов газификации Челябинской области за счет консолидации данных и организации совместной работы с ними всех участников процесса, включая структурные подразделения Правительства, муниципалитетов, газотранспортных и газораспределительных организаций.

Практический опыт составления ТЭБ с учетом основных направлений развития газоснабжения и газификации Челябинской области обеспечивает системный подход к развитию ТЭК региона, а сформированная интерактивная карта газификации должна стать основой региональной цифровой информационно-аналитической системы мониторинга и управления развитием ТЭК Челябинской области.

В соответствии с обозначенной проблематикой предлагается рассмотреть и в ближайшее время решить следующие актуальные задачи в подготовке обоснования развития газификации субъектов Российской Федерации:

- Провести анализ практики составления прогнозных топливно-энергетических балансов и сформировать требования к актуализации положений действующего Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований (утв. Приказом Минэнерго России от 29.10.2021 № 1169) для внесения изменений и необходимых дополнений.

- Актуализировать Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации с учетом обязательного согласования положений Порядка с Единым оператором газификации, ПАО «Газпром» и независимых поставщиков газа.

- Разработать и утвердить порядок (методику) оценки экономически оправданной цены на газ и инфраструктурной составляющей с привлечением Единого оператора газификации, ПАО «Газпром» и независимых поставщиков газа.

- Определить целевые показатели обеспечения энергетическими ресурсами субъектов Российской Федерации на прогнозный период до 2035 года с учетом прогнозного топливно-энергетического баланса Российской Федерации, сформированного на основе утвержденных документов стратегического развития (Энергетическая стратегия, Генеральная схема развития газовой отрасли и другие).

- Субъектам Российской Федерации совместно с ЕОГ/РОГ синхронизировать разработку топливно-энергетических балансов со схемами газоснабжения и газификации, региональными программами газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, программами развития газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации.

## ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

*Аверьянов В.К., советник генерального директора АО «Газпром промгаз»*

*Блинов А.Н., главный специалист АО «Газпром промгаз»*

Энергетический переход — это процесс структурной перестройки ТЭК под влиянием научно-технического прогресса при существующих вызовах экологической, энергетической и экономической безопасности государств. Основными направлениями современного энергоперехода являются: повышение энергоэффективности, декарбонизация, децентрализация и цифровизация. При энергопереходе с основным принципом декарбонизации доминирует экологический показатель, определяющий поэтапное перспективное сокращение углеродного следа от угольной, нефтяной и газовой генерации. Обязательства стран по снижению выбросов парниковых газов оформлены в Парижском соглашении [14], регулирующем меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере с 2020 года.

Технологический переход мировой энергетики от генерации на основе ископаемых видов топлива к низкоуглеродным и возобновляемым энергоресурсам формирует [1] новые тренды для развития энергетики и экономики. Сегодня переход на новый энергетический уклад к безуглеродной энергетике стал предметом многочисленных обсуждений, разработок стратегий по переходу, формированию новой правовой базы [2-4 и др.]. Достижение углеродной нейтральности, а ещё важнее, построение низкоуглеродной экономики - амбициозная и сложная задача, требующая больших финансовых вложений, наукоемких и высокотехнологичных разработок, особенно важных для энергетической отрасли. В соответствии с этим проводятся масштабные научные исследования и разработки различных технологий и установок малоуглеродной и безуглеродной энергетики.

Из большого комплекса направлений и способов снижения углеродного следа возможно отметить наиболее значимые.

В связи с тем, что в большинстве развитых стран около 60-70 процентов ТЭК базируются на использовании органических видов топлива, идет активная трансформация технологий снижения углеродного следа, с созданием климатически нейтральных электростанций и установок без существенных выбросов парниковых газов в атмосферу за счет повышения энергоэффективности, новых технологий и утилизации парниковых газов.

Получают свое развитие мероприятия по переходу городов, промышленных объектов и отдельных организаций на принципы функционирования с углеродной нейтральностью за счет перехода: на энергосберегающие мало- углеродные технологии, на дома с нулевым и малым теплотреблением, на эффективное использование вторичных энергоресурсов, на широкое применение когенерации и тригенерации, интеллектуальных систем управления генерацией и потреблением энергии, на использование электро- и водородного транспорта, на применение тепловых насосов, возоб-

новляемых источников энергии, на создание систем энергогенерации с оборудованием двойного назначения (крышные, дорожные, фасадные и оконные системы с одновременной генерацией энергии и др.).

Строительство атомных электростанций, связанное с тем, что в ЕС и в ряде других стран экологический след атомных электростанций приравнен к экологическому следу ветровых и солнечных электростанций.

Развитие в период фактически длительного энергоперехода газовых электростанций с наиболее эффективным и малозатратным способом энергообеспечения при относительно меньшем углеродном следе (практически в два раза выбросы парниковых газов меньше, чем при генерации энергии на основе угля).

Развитие в зонах высокого гидро-, термо-, ветрового и солнечного потенциалов, особенно при отсутствии централизованных энергосистем, установок и комплексов с использованием возобновляемых источников энергии и накопителей тепловой и электрической энергии.

Применение экологически чистых энергоустановок и промышленных технологий на основе использования водорода.

Создание и широкое применение инновационных безуглеродных технологий получения энергии.

Наглядным показателем при оценке вариантов энергоперехода служит [5,6] коэффициент энергетического возврата на единицу затраченной энергии (EROI). Дотируемые для своего развития ВИЭ до настоящего времени имеют значения EROI ниже энергоэкономического порога. Практически (с учетом буферизации) коэффициент EROI на порядок выше у газовой и угольной генерации энергии по сравнению с ВИЭ. Наиболее высокие показатели EROI у АЭС.

Производство, хранение и использование водорода в качестве энергоносителя в настоящее время имеют значение EROI меньше единицы, что обуславливается тем, что водород необходимо производить из первичных ресурсов в виде воды или метана, что сопровождается большими энергетическими затратами. Поэтому, при существующих небольших значениях EROI СЭС и ВЭУ процессы получения водорода и последующего его использования будут менее эффективными по сравнению с ГЭС или АЭС, на которых EROI значительно выше. В соответствии с этим, выстраивание энергетики какого-либо государства преимущественно на ВИЭ, особенно на солнечной и ветровой энергии, есть решение, которое может привести к энергетическим проблемам [15] и постепенной деградации (при отсутствии прогресса в создании более эффективных технологий в этой области). Вместе с тем, тенденции к увеличению значений EROI альтернативных источников энергии и снижению значений EROI энергетики на органических видах топлива за счет более сложных условий добычи позволяют спрогнозировать перспективность альтернативных решений (ядерная энергетика и системы получения водорода на АЭС, использование водорода из природных месторождений водорода, гибридные энергоустановки с ВИЭ и генерацией водорода и др.).

В качестве критериев эффективности энергоустановок используются, помимо экономических показателей [8,15], разного рода энергетические [11]. Однако оценка



эффективности энергокомплексов (ЭК) с использованием ВИЭ чаще выполняется, как более достоверная, с учетом жизненного цикла, воздействия его на окружающую среду и нормированной (выравненной) стоимости генерации энергии [9,10,12,13]. Выравненная стоимость электрогенерации (Levelized Cost of electricity (LCOE)) для ЭК по известной зависимости [10]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Cap_t + I_t + B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}, (1)$$

где  $t$  - время службы ЭК (количество полных лет);

$Cap$  - инвестиционные затраты в год (руб./год);

$I_t$  - операционные затраты и затраты на содержание в год (руб.);

$B_t$  - затраты на топливо в год (руб.);

$E_t$  - производство электроэнергии в год;

$r$  - ставка рефинансирования;

$n$  - жизненный цикл ЭК, лет.

В выравненную стоимость электроэнергии включаются также издержки, связанные с мероприятиями по снижению выбросов и оплатой загрязнения окружающей среды.

Многообразие вышеперечисленных критериев позволяет более обоснованно и комплексно подходить к выбору приоритетов развития систем и энергокомплексов энергетической отрасли.

Баланс мощности ЕЭС России в 2022 году: ТЭС – 66,05%, АЭС – 11,93%, ГЭС-20,4%, ВЭС- 0,93%, СЭС – 0,851%. Установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 247,6 ГВт. Доля углеродно-нейтральных источников энергии - атомных, гидроэнергетических, ветровых и солнечных электростанций в России приближается к 40%. Если учесть природный газ, который из углеводородов имеет самый низкий углеродный след, эта доля составит 86%. Это один из лучших показателей в мире. Во время пленарного заседания Российской энергетической недели (РЭН – 2021) президентом РФ Путиным В.В. озвучено, что Россия намерена стать углеродно-нейтральной к 2060 году.

Это не подразумевает отказа от нефти, газа и угля, а говорит лишь о том, что выбросы углекислого газа в нашей стране должны соответствовать поглощающей способности наших лесов и болот.

Таким образом, в России, из условий обеспечения экономической, энергетической и экологической безопасности страны, формируются направления энергоперехода с учетом сложившейся инфраструктуры энергетики, климата, экологических показателей и научно-технических достижений.

#### Литература

1. Декарбонизация нефтегазовой отрасли, под редакцией Т. Митровой, И. Гайда, М. Сколково, 2021г. С. 157.

2. Российская Федерация. Законы. «Об ограничении выбросов парниковых газов»: федеральный закон [принят Государственной Думой 1 июня 2021 года]. – Официальный интернет-портал правовой информации. – Текст: электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202107020031>.
3. Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов». – Текст: электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202011040008>.
4. Постановление Правительства РФ «Об утверждении критериев проектов устойчивого (в том числе зеленого) развития в Российской Федерации и требований к системе верификации проектов устойчивого (в том числе зеленого) развития в Российской Федерации (утв. Председателем Правительства РФ от 21 сентября 2021 г. №1587).
5. Сафронов А., Голоскоков А., EROI как показатель эффективности // Нефтегазовая вертикаль, 2011, С. 52-55.
6. Кочетов А. Какова эффективность традиционной энергетики? [dzen.ru/a/Xdz\\_rGxCj3kgwt4c](http://dzen.ru/a/Xdz_rGxCj3kgwt4c).
7. Шарапов В.И. О месте альтернативных источников энергии в отечественной энергетике, СОК №8 | 2019 (стр. 86-89) Источник: <https://www.c-o-k.ru/articles/o-meste-alternativnyh-istochnikov-energii-v-otchestvennoy-energetike>.
8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утвержденных Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21.06.1999 № ВК 477.
9. Инженерная методика проектирования систем электроснабжения автономных энергоэффективных зданий на основе возобновляемых источников энергии/ Обухов С.Г., Давыдов Д.Ю., Белоглазкин А.О./ Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 1. 30–42.
10. Сидоренко Г.И., Михеев П.Ю. Оценка энергетической эффективности жизненных циклов энергетических объектов на основе ВИЭ. Альтернативная энергетика и экология (ISJAE). 2017;(1-3):101-110.
11. Мартынов А.В. Определение энергетической эффективности аппаратов, установок и систем // Новости теплоснабжения №10 (122), 2010 г, <http://www.nts.n.ru>
12. Возобновляемые источники энергии. Сила устойчивого развития / под ред. Стивена Пик – М.: МАГ КОНСАЛТИНГ, 2021. – 792 с.
13. Черняховская Ю.В. Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта. – Вестник ИГЭУ, Вып.4, 2016 г, стр. 56-68.
14. Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующее меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 года [Электрон. ресурс] [https://unfccc.int/files/meetings/paris\\_nov\\_2015/application/pdf/paris\\_agreement\\_russian\\_.pdf](https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf) <https://planetcalc.ru/2167/>
15. Белобородов С. С., Гашо Е. Г., Ненашев А. В. Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества [Электронный ресурс]. Монография. – СПб.: Научное издание технологий, 2021. – 151 с. – URL: <https://publishing.intelgr.com/archive/VIE-i-vodorod-v-energosisysteme.pdf>.

## ДИНАМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА РЕГИОНА КАК УПРАВЛЯЕМЫЙ ПАРАМЕТР

*В.А. Кокишаров – д.э.н., ФГБОУ ВО «Уральский государственный Университет Путей сообщения»; профессор ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина*

Одной из возможностей, обеспечивающих конкурентное преимущество и рентабельность производства, является правильно выстроенная стратегия энергоэффективности и энергосбережения, поэтому, исходя из энергетических и экономических показателей, предприятие в регионе должно разрабатывать варианты энергетической стратегии. При оценке энергетической стратегии необходимо пользоваться количественными показателями, описывающими энергетическое и финансовое положение предприятия на методической основе предложенной Ю.Б. Ключевым [1]. В связи с этим, предлагается использовать следующие показатели темпов роста в определенной последовательности, которые следует рассматривать как динамический норматив энергоэффективности и энергосбережения для региона (предприятия) при формировании топливно-энергетического баланса (ТЭБ):

$$(P P)' > (D)' > (Q)' > (ЭН)' > (\Delta B)' > (B)' > (З)' > (A)' > (B_{\text{выб}})'\text{, } (CO)'\text{ (1)}$$

на первом месте в исходной последовательности неравенств энергоэкономических показателей стоят темпы роста прибыли от реализации товарной продукции и услуг (PP)', на втором – темпы роста реализованной товарной продукции и услуг (D)', на третьем – темпы роста использования вторичных энергоресурсов (Q)', на четвертом – темпы роста электропотребления (ЭН)', которые опережают темпы роста экономии ТЭР ( $\Delta B$ )' и темпы роста потребления ТЭР (B)', что, в свою очередь, опережает темпы роста затрат на энергоснабжение (З)'; от них отстают темпы роста энергоресурсов (A)', поставляемых из энергосистемы для региона (предприятия).

Замыкать цепочку динамического норматива будут темпы роста валовых выбросов вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона и темпы роста выбросов  $CO_2 - (CO_2)'$ . Это возможно только в том случае, если будет обеспечиваться требуемый уровень экологической безопасности и рационального топливопотребления через реально действующие стандарты и нормативы как комплекс взаимосвязанных ограничений и требований к качеству окружающей природной среды, а также требований к производственно-технологическим и организационно-управленческим процессам, требующих серьезных инвестиций.

Соотношение  $(P P)' > (D)'$  означает, что прибыль возрастает более высокими темпами, чем объём продаж (дохода), что может свидетельствовать о сокращении себестоимости продукции и в том числе за счет интенсивного энергосбережения и повышения энергоэффективности. Надо отметить, что данное соотношение основывается также на реализации двух концепций: жизненного цикла товара и эффекта масштаба производства [2, 3]. Указанное соотношение широко используется в экономическом анализе в

странах с развитой рыночной экономикой для оценки бизнес-процессов предприятий, и получило название «золотое правило бизнеса» [4]. Такое соотношение темпов роста является важным звеном при реализации рыночной стратегии бизнес-процессов предприятия в регионе. Цель менеджмента предприятия в данном случае заключается в том, чтобы выстраивать такую конфигурацию бизнеса, которая позволяла менеджменту постоянно адаптироваться к рыночной среде для сохранения такого соотношения темпов, а также влиять на нее [5]. Но надо не забывать, что в ходе стратегического планирования и разработки стратегии предприятия возникает актуальный вопрос о взаимосвязи между его рыночной стратегией и прибыльностью. Программа воздействия рыночной стратегии на прибыль (PIMS), осуществляемая Институтом стратегического планирования (США), позволила провести исследования связи рыночной доли с прибыльностью компании и установить факторы, которые наиболее всего влияют на доход от инвестиций в развитие предприятия. К ним относятся: доля рынка относительно трех ведущих конкурентов; стоимость, добавленная компанией продукту; рост отрасли; качество продукции; уровень инновации/дифференциации; вертикальная интеграция (обладание каналами сбыта).

Согласно модели М. Портера, зависимость между долей рынка и прибыльностью имеет — U образный вид, согласно которой компания для максимизации прибыльности должна иметь значительную рыночную долю, реализуя одну из двух стратегий — дифференциации или лидерства по издержкам. Данный вывод соответствует результатам программы PIMS. Однако и фирма с небольшой абсолютной рыночной долей может быть конкурентоспособной, если будет иметь четко сфокусированную на потребностях целевого рынка стратегию. Этот вывод отличает модель М. Портера от выводов PIMS и матрицы БКГ [5]. Соотношение  $(P/P)' > (D)'$  будет также характеризовать, что данный вариант стратегии предприятия соответствует трем критериям [2]: «соответствие среде», «конкурентное преимущество», «эффективность». Стратегия с максимальными значениями этих показателей по всем трем критериям будет самой перспективной, что будет обеспечивать устойчивое конкурентное преимущество на данный период времени и отражать динамические процессы в сфере бизнеса в результате решения таких вопросов: на какие рынки следует выйти в предстоящие годы, а какие покинуть; какие из них ждет подъем или падение. Только на основании таких решений происходит аллокация генерируемых предприятием финансовых ресурсов [6].

Соотношение:  $(D)' > (Q)' > (ЭН)' > (ΔB)' > (B)'$ , означает высокую энергоотдачу при производстве и реализации продукции, в противном случае стратегия энергоэффективности и энергосбережения не будет реализовываться. Такое соотношение показателей будет важным критерием перехода к устойчивому развитию экономики региона (предприятия) и будет отражать рассогласование трендов роста экономических результатов и энергопотребления, когда результаты растут быстрее, чем потребление энергетических ресурсов. Такое соотношение получило название в лексиконе ученых «эффект дикаплинга» [7]. «Эффект дикаплинга» отражается в опережении темпов роста ВВП над темпами потребления энергетических ресурсов. Этот эффект достигнут во всех развитых странах мира. Например, Дания за последние три десятилетия удвоила

ВВП при сохранении объемов потребления энергоресурсов [7]. Что, в свою очередь, характеризует рост энергоотдачи от произведенной продукции. Соотношение отражает высокую экономическую эффективность технологий за счет технических возможностей дополнительного вовлечения вторичных энергоресурсов в производственный процесс с целью снижения электропотребления как результат внедрения электротехнологий и одновременно отражает высокую интенсивность энергосбережения.

Соотношение  $(\text{ЭН})' > (\Delta B)' > (B)'$  характеризует электрификацию производства – важнейшее направление научно-технического прогресса, и представляет собой процесс внедрения электроэнергии как источника питания производственного силового оборудования в технологических процессах, а также средств управления и контроля хода производства. На основе электрификации производства осуществляются комплексная механизация и автоматизация производства, которая вытесняет живой труд овеществленным и, таким образом, способствует росту производительности труда на предприятии и при прочих равных условиях снижает себестоимость продукции и дополнительно обеспечивает разрыв соотношения, но при условии, если предприятие реализует один или несколько факторов, которые выявила программа PIMS и модель М. Портера.

Электрификация производства обеспечивает в промышленности региона замену ручного труда машинным, расширяет воздействие электроэнергии на предметы труда. Показатели уровня электрификации в промышленности региона: коэффициент электрификации производства – отношение количества потребленной электрической энергии ко всей потребленной энергии за год, что получается в результате деления этого соотношения на:

$$(B)' : \frac{(\text{ЭН})'}{(B)'} > \frac{(\Delta B)'}{(B)'} > 1.$$

Для оценки эффективности электрификации особое значение имеет анализ факторов, влияющих на выбор энергопотребляющего оборудования, технологий и энергоносителей.

Также экономической основой реализации такого соотношения темпов роста использования электроэнергии будет являться не только повышение стоимости нефти и газа, но и увеличение разрыва между затратами на топливо и электроэнергию, что является, в свою очередь, объективной причиной замены качественного топлива электроэнергией. При этом, в ряде случаев существует реальная возможность снижения удельных расходов полезной энергии при переходе на электротехнологию за счет разницы между более высоким КПД электропотребляющего оборудования и более низким КПД оборудования в альтернативных вариантах энергопотребления. В отдельных случаях электрификации производства возможен некоторый перерасход ТЭР, но расширение применения электроэнергии позволяет высвободить дефицитные виды качественного топлива и получить эффект за этот счет. «Этот эффект по сравнению с

эффектом электрификации по другим составляющим (экономия затрат живого труда, материалов) зависит от стоимости качественного топлива и структуры затрат по заменяемым и заменяющим технологиям» [8].

Соотношение  $(\Delta B)' > (B)'$  является результатом внедрения энергоэффективных и энергосберегающих технологий производства и, как следствие, формирования и реализации прогрессивных норм энергопотребления, что будет сдерживать общее энергопотребление. При этом соотношение  $(3)' > (A)'$  будет отражать объективный процесс, поскольку затраты на энергоснабжение будут значительно превышать объем поставляемых ресурсов на предприятие для удовлетворения общей энергетической потребности, но соотношение  $(B)' > (3)'$  будет формироваться за счет интенсивной энергоэффективности и энергосбережения технологий за счет реализации соотношения:

$$(Q)' > (\text{ЭН})' > (\Delta B)' > (B)' > (3)'$$

Следовательно, необходимо подчеркнуть, что относительно высокие темпы роста затрат на энергоснабжение  $(3)'$  и рыночная конкуренция товаров будут стимулировать ускоренное внедрение энергосберегающих проектов, эффективность опережающего развития электрификации производства, большие масштабы замещения электроэнергией органического топлива, особенно нефти и газа.

Таким образом, из вышеизложенного можно допустить: темпы роста электропотребления  $(\text{ЭН})'$  должны опережать темпы роста потребляемых ТЭР  $(B)'$ , которые, в свою очередь, будут опережать темпы роста затрат на энергоснабжение  $(3)'$ , что будет способствовать снижению напряженности формирования ТЭБ региона и позволять темпам роста поставляемых ТЭР для предприятий региона  $(A)'$  несколько отставать от темпов роста потребления ТЭР  $(B)'$ .

Автор считает, что основываясь на исходном динамическом нормативе (1) можно получить определенную систему производных динамических нормативов для перспективного планирования энергопотребления региона (предприятия).

Первый производный динамический норматив получается в результате деления исходного норматива на темпы роста валовых выбросов вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона  $(B_{\text{выб}})'$  или на темпы роста выбросов  $\text{CO}_2 - (CO_2)'$ :

$$\frac{(IP)'}{(B_{\text{выб}})'} > \frac{(D)'}{(B_{\text{выб}})'} > \frac{(Q)'}{(B_{\text{выб}})'} > \frac{(\text{ЭН})'}{(B_{\text{выб}})'} > \frac{(\Delta B)'}{(B_{\text{выб}})'} > \frac{(B)'}{(B_{\text{выб}})'} > \frac{(3)'}{(B_{\text{выб}})'} > \frac{(A)'}{(B_{\text{выб}})'} > 1 > \frac{(CO_2)'}{(B_{\text{выб}})'} \text{ или}$$

$$\frac{(IP)'}{(CO_2)'} > \frac{(D)'}{(CO_2)'} > \frac{(Q)'}{(CO_2)'} > \frac{(\text{ЭН})'}{(CO_2)'} > \frac{(\Delta B)'}{(CO_2)'} > \frac{(B)'}{(CO_2)'} > \frac{(3)'}{(CO_2)'} > \frac{(A)'}{(CO_2)'} > \frac{(B_{\text{выб}})'}{(CO_2)'} > 1 \quad (2)$$

Полученные выше производные динамические нормативы позволяет сформировать следующий набор ожидаемых эффективных результатов от внедрения инвестиционных проектов:

- высокая прибыль от реализации товарной продукции и услуг при оптимальном

уровне экологической безопасности и рациональном топливопотреблении;

- высокий уровень роста экономики ТЭР как фактор существенного снижения роста валовых выбросов вредных веществ от сжигания топлива и выбросов;
- высокий уровень использования ВЭР в технологических процессах как фактор существенного снижения роста валовых выбросов вредных веществ от сжигания топлива и выбросов ;
- рациональный уровень электропотребления в структуре расходной части баланса как фактор снижения роста валовых выбросов вредных веществ от сжигания топлива и выбросов ;
- оптимальный уровень энергопотребления при нормативной экологической безопасности.

Одно из направлений экологической безопасности и рационального энергопотребления связано с эффективной энергосберегающей политикой региона (на предприятии). Для сравнения различных вариантов энергосбережения можно использовать производную динамического норматива (2), динамика показателей которых должна удовлетворять условию:

$$\frac{(\Delta B)'}{(B_{\text{выб}})'} - \frac{(B)'}{(B_{\text{выб}})'} \rightarrow \max \text{ при } \frac{(З)'}{(B_{\text{выб}})'} \rightarrow \max; \quad (3)$$

$$\frac{(ПР)'}{(B_{\text{выб}})'} - \frac{(Д)'}{(B_{\text{выб}})'} > 0; \quad \frac{(Д)'}{(B_{\text{выб}})'} - \frac{(\Delta B)'}{(B_{\text{выб}})'} > 0; \quad \frac{(\text{ЭН})'}{(B_{\text{выб}})'} - \frac{(B)'}{(B_{\text{выб}})'} > 0; \quad (4)$$

$$\frac{(З)'}{(B_{\text{выб}})'} - \frac{(А)'}{(B_{\text{выб}})'} > 0; \quad \frac{(\text{ЭН})'}{(CO_2)'} - \frac{(B)'}{(CO_2)'} > 0 \quad (5)$$

Рост экономики ТЭР на единицу валовых выбросов вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона может произойти при соблюдении любого из перечисленных ниже условий:

1. Экономия ТЭР возрастает, а валовые выбросы вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона (выбросы) уменьшаются:

$$\frac{(\Delta B \uparrow)'}{(B_{\text{выб}} \downarrow)'} , \quad \frac{(\Delta B \uparrow)'}{(CO_2 \downarrow)'} \quad (6)$$

2. Экономия ТЭР возрастает, а валовые выбросы вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона (выбросы) остаются на одном уровне:

$$\frac{(\Delta B \uparrow)'}{(B_{\text{выб}} = \text{const})'} , \quad \frac{(\Delta B \uparrow)'}{(CO_2 = \text{const})'} \quad (7)$$

3. Экономия ТЭР возрастает, а валовые выбросы вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона возрастают (выбросы), но более низкими темпами:

$$\frac{(\Delta B \uparrow)'}{(B_{\text{выб}} \uparrow)'}, \frac{(\Delta B \uparrow)'}{(CO_2 \uparrow)'} \quad (8)$$

4. Экономия ТЭР возрастает на одинаковую величину, а валовые выбросы вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона (выбросы) уменьшаются:

$$\frac{(\Delta B = \text{const})'}{(B_{\text{выб}} \downarrow)'}, \frac{(\Delta B = \text{const})'}{(CO_2 \downarrow)'} \quad (9)$$

5. Экономия ТЭР сокращается, а валовые выбросы вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона (выбросы) уменьшаются, но более быстрыми темпами:

$$\frac{(\Delta B \downarrow)'}{(B_{\text{выб}} \downarrow)'}, \frac{(\Delta B \downarrow)'}{(CO_2 \downarrow)'} \quad (10)$$

Все перечисленные выше случаи роста экономии ТЭР на единицу валовых выбросов вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу региона (выбросы) можно рассматривать как реализацию принципа эффективной энергетической политики «Энергосбережение – наиболее экономичный и экологически безопасный источник энергии» [9].

Второй производный динамический норматив получается в результате деления исходного норматива на темпы роста реализованной продукции:

$$\frac{(\Pi P)'}{(Д)} > 1 > \frac{(Q)'}{(Д)} > \frac{(ЭН)'}{(Д)} > \frac{(\Delta B)'}{(Д)} > \frac{(B)'}{(Д)} > \frac{(З)'}{(Д)} > \frac{(A)'}{(Д)} > \frac{(B_{\text{выб}})'}{(Д)} > \frac{(CO_2)'}{(Д)} \quad (11)$$

Полученный производный динамический норматив позволяет сформировать следующий набор ожидаемых эффективных результатов:

- высокая рентабельность реализованной продукции при рациональном энергопотреблении;
- высокий уровень роста экономии ТЭР при производстве продукции;
- высокий уровень использования ВЭР в технологических процессах как фактор существенного снижения роста валовых выбросов вредных веществ от сжигания топлива;
- рациональный уровень электроемкости промышленного производства;
- оптимальный уровень энергопотребления при низкой энергоемкости продукции.

Одно из направлений рационального энергопотребления связано с уровнем энергоемкости продукции. Для сравнения различных вариантов энергоемкости продукции можно использовать производную динамического норматива (11), динамика показа-



телей которых должна удовлетворять условию:

$$\frac{(\text{ЭН})'}{(\text{Д})'} - \frac{(\text{В})'}{(\text{Д})'} \rightarrow \max \quad \text{при} \quad \frac{(\text{Q})'}{(\text{Д})'} \rightarrow \max \quad (12)$$

$$\frac{(\text{ПР})'}{(\text{Д})'} > 1; \quad \frac{(\text{В})'}{(\text{Д})'} - \frac{(\text{З})'}{(\text{Д})'} > 0; \quad \frac{(\text{З})'}{(\text{Д})'} - \frac{(\text{А})'}{(\text{Д})'} > 0; \quad \frac{(\text{А})'}{(\text{Д})'} - \frac{(\text{В}_{\text{выб}})'}{(\text{Д})'} > 0 \quad (13)$$

Формирование величины электроемкости продукции – процесс сложный и неоднозначный. Можно выделить две большие группы факторов, которые действуют на электроемкость промышленной продукции: факторы научно-технического прогресса и структурные факторы. В группе факторов научно-технического прогресса можно выделить две подгруппы.

Факторы первой подгруппы (технологическая составляющая) способствуют увеличению электроемкости продукции и в основном связаны с изменением технологии производства и повышением его технической оснащенности. Вторая подгруппа факторов в группе факторов, связанных с НТП, способствует снижению электроемкости промышленной продукции (техническая составляющая). Это снижение вызвано в основном изменением параметров технологических процессов вследствие их интенсификации, улучшением технических характеристик применяемого электрического оборудования и изменением структуры его парка в сторону повышения удельного веса прогрессивного оборудования.

Изменение величины электроемкости под действием структурных факторов происходит в результате отраслевых и структурных межотраслевых сдвигов. Действие этих факторов может вызывать как повышение, так и снижение величины электроемкости промышленной продукции.

Снижение электроемкости промышленного производства в регионе может произойти при соблюдении любого из перечисленных ниже условий:

1. Электропотребление возрастает, производство продукции возрастает, но более высокими темпами:

$$\frac{(\text{ЭН} \uparrow)'}{(\text{Д} \uparrow)'} \quad (14)$$

2. Электропотребление снижается, а производство продукции остается на одном уровне:

$$\frac{(\text{ЭН} \downarrow)'}{(\text{Д} = \text{const})'} \quad (15)$$

3. Электропотребление возрастает на одинаковую величину, а производство продукции увеличивается:

$$\frac{(\text{ЭН} = \text{const})'}{(\text{Д} \uparrow)'} \quad (16)$$

4. Электропотребление сокращается, а производство продукции уменьшается, но более низкими темпами:

$$\frac{(\text{ЭН}\downarrow)'}{(\text{Д}\downarrow)'} \quad (17)$$

5. Электропотребление сокращается, а производство продукции увеличивается:

$$\frac{(\text{ЭН}\downarrow)'}{(\text{Д}\uparrow)'} \quad (18)$$

Третий производный динамический норматив получается в результате деления исходного норматива (1) на темпы роста потребления ТЭР:

$$\frac{(\text{ПР})'}{(\text{В})'} > \frac{(\text{Д})'}{(\text{В})'} > \frac{(\text{Q})'}{(\text{В})'} > \frac{(\text{ЭН})'}{(\text{В})'} > \frac{(\Delta\text{В})'}{(\text{В})'} > 1 > \frac{(3)'}{(\text{В})'} > \frac{(\text{А})'}{(\text{В})'} > \frac{(\text{В}_{\text{выб}})'}{(\text{В})'} > \frac{(\text{CO}_2)'}{(\text{В})'} \quad (19)$$

Полученный производный динамический норматив позволяет сформировать следующий набор ожидаемых эффективных результатов:

- высокая рентабельность энергопотребления;
- эффективная энергоотдача при производстве продукции;
- высокий уровень энергосбережения регионального производства;
- высокий уровень электрификации регионального производства;
- низкий уровень валовых выбросов вредных веществ на потребленную единицу энергоресурса.

Одно из направлений повышения рентабельности рационального энергопотребления связано с повышением энергоотдачи при производстве продукции. Для сравнения различных вариантов рентабельности энергопотребления можно использовать производную динамического норматива (19), динамика показателей которых должна удовлетворять условию:

$$\frac{(\text{ПР})'}{(\text{В})'} - \frac{(\text{Д})'}{(\text{В})'} \rightarrow \max \text{ при } \frac{(\text{Д})'}{(\text{В})'} \rightarrow \max \quad (20)$$

$$\frac{(\text{Д})'}{(\text{В})'} - \frac{(\Delta\text{В})'}{(\text{В})'} > 0; \frac{(\text{Q})'}{(\text{В})'} - \frac{(\text{ЭН})'}{(\text{В})'} > 0 \quad (21)$$

$$\frac{(\text{ЭН})'}{(\text{В})'} - \frac{(\Delta\text{В})'}{(\text{В})'} > 0; \frac{(\text{ЭН})'}{(\text{В})'} - \frac{(\Delta\text{В})'}{(\text{В})'} > 0 \quad (22)$$

$$1 > \frac{(3)'}{(\text{В})'} - \frac{(\text{А})'}{(\text{В})'} > 0; 1 > \frac{(\text{А})'}{(\text{В})'} - \frac{(\text{В}_{\text{выб}})'}{(\text{В})'} > 0 \quad (23)$$

Рост энергоотдачи при производстве продукции может произойти при соблюдении любого из перечисленных ниже условий:

1. Реализация продукции возрастает, а потребление ТЭР снижается:

$$\frac{(D \uparrow)'}{(B \downarrow)'} \quad (24)$$

2. Реализация продукции возрастает, а потребление ТЭР остается на прежнем уровне:

$$\frac{(D \uparrow)'}{(B = \text{const})'} \quad (25)$$

3. Реализация продукции возрастает, потребление ТЭР возрастает, но более низкими темпами:

$$\frac{(D \uparrow)'}{(B \uparrow)'} \quad (26)$$

Три вышеприведенных случая с ростом энергоотдачи можно рассматривать как адаптацию производства к энергетической ситуации в регионе, когда осуществляется процесс перехода от определенного объема выпуска продукции, достигнутого в данном периоде, к другой величине объема выпуска в последующем периоде. Учитывая принцип разумного хозяйствования, целью адаптации производства (реорганизации) является достижение наименьшего уровня затрат при производстве запланированного объема продукции и услуг. Переход от одного объема выпуска продукции к другому может происходить путем повременной, интенсивной и количественной адаптации промышленного производства.

Повременная адаптация экономически целесообразна для объема продукции в определенных промежутках, когда меняется спрос на рынке. Объем выпуска в этих промежутках изменяется пропорционально сроку производства, затраты линейны. Интенсивная адаптация привела бы здесь к большему уровню затрат, чем повременная. Срок производства может при этом измеряться во временных единицах или машино-часах.

Последний способ измерения предпочтительнее, поскольку при его использовании для предприятий различного размера (по величине парка оборудования) сроки производства получаются тоже разными. Интенсивная адаптация осуществляется путем изменения производительности оборудования. Издержки при этом изменяются нелинейно. Изменение количества включенного в производство оборудования называется количественной адаптацией.

4. Выпуск продукции не изменяется, а потребление ТЭР снижается:

$$\frac{(D = \text{const})'}{(B \downarrow)'} \quad (27)$$

5. Выпуск продукции снижается, и потребление ТЭР снижается, но более быстрыми

темпами:

$$\frac{(D \downarrow)'}{(B \downarrow)'} \quad (28)$$

В экономической литературе отмечается, что разнообразие изменений технологии не имеет предела. Значение этих изменений для экономии на материалах при выпуске продукции обуславливается главным образом тем, что в большинстве случаев новая технология обеспечивает: 1) комплексность и полноту использования природных свойств исходного сырья; 2) придание материалам и полуфабрикатам, получаемым из сырья, новых качественных особенностей, в частности, повышение прочности; 3) придание ряду материалов уже на стадии первичной обработки формы и свойств изготавливаемых из них полуфабрикатов; 4) совмещение ряда процессов по переработке материалов, ведущее к сокращению отходов; 5) видоизменение продукции, направленное на более совершенное использование сырья; 6) повышение качества продукции сменных ее частей, обеспечивающее повышение сроков службы изделий и сокращение затрат материалов на их содержание и ремонт.

Наличие нормативных порядков динамики показателей (2) – (19), отвечающих эффективной структуре энергоэкономических связей при формировании ТЭБ, дает возможность сравнить реально сложившиеся связи с нормативными и определить величину их расхождения путем количества неэффективно реализованных связей в регионе.

Существование неэффективных связей в системе формирования ТЭБ региона соответствует появлению перестановок показателей в фактическом порядке их темпов роста по сравнению с нормативными темпами. Чем больше перестановок, тем ниже эффективность формирования ТЭБ, и чем меньше перестановок в фактическом порядке темпов роста по сравнению с нормативным, тем качественнее формируется ТЭБ и выше эффективность реализации энергетической политики региона (предприятия) через целевые программы по экономии ТЭР. Полное отсутствие перестановок свидетельствует о выборе и реализации нормативного формирования баланса с оценкой эффективности, равной единице; то есть, все реализованные в системе формирования ТЭБ энергоэкономические связи, контролируемые показателями динамического норматива, эффективны.

Динамическую оценку качества ТЭБ по динамическим нормативам следует рассчитать по формуле:

$$Q_d = \mathcal{E} = 1 - \frac{n}{m} \quad (29)$$

где  $\mathcal{E}$  – оценка эффективности формирования ТЭБ по динамическим нормативам и их производным;  $n$  – число перестановок показателей в фактическом порядке их темпов роста по сравнению с нормативным;  $m$  – количество пар показателей динамических нормативов или его производных.

Динамическая оценка качества ТЭБ может быть определена также как и средняя геометрическая величина всех оценок эффективности системы динамических

нормативов:

$$Q_{д} = \sqrt[n]{\varepsilon_1 \cdot \varepsilon_2 \dots \varepsilon_n} \quad (30)$$

где  $\varepsilon_i$  – оценка эффективности  $i$  – го динамического норматива ТЭБ;  $n$  – количество производных динамических нормативов формирования ТЭБ.

Форма таблицы

Показатели формирования качества топливно-энергетического баланса за период (.....).

Показатель	Нормативный порядок показателя	Годы			
		Базовый год (абсолютное значение показателя)			
			Абсолютное значение	Темп роста	Фактический порядок показателя
1	2	3	4	5	6

Динамическая оценка качества ТЭБ региона (предприятия) характеризует долю эффективных энергоэкономических связей в общем их объеме, реализованной в системе формирования баланса. Этот показатель отражает внутренние резервы, скрытые при формировании ТЭБ, например, в неэффективном использовании расходной части баланса или низкой доле использования ресурсосберегающих технологий при производстве продукции в регионе.

Моделирование динамической оценки качества ТЭБ региона (предприятия) позволяет сделать основной вывод, что с помощью исходных динамических нормативов (1) можно получить определенную систему производных динамических нормативов для гибкой и «плавающей» оптимизации энергетических активов для поддержания высокой динамической оценки качества ТЭБ региона (предприятия), обеспечивающей эффективную стратегию развития бизнес-процессов; при этом систему формирования производных динамических нормативов следует рассматривать как дополнительную сферу деятельности для энергоменеджмента предприятия при отборе инвестиционных проектов для стратегического планирования повышения энергоэффективности и энергосбережения производства.

Под «плавающей оптимизацией» автор понимает регулирование экономических и энергетических показателей (процессов) в регионе (на предприятии) при помощи реализации инвестиционных проектов для выдерживания рассмотренных соотношений темпов роста показателей в динамической модели оценки качества ТЭБ региона (предприятия).

Динамическая оценка качества ТЭБ в данном случае позволяет оценить экономичность, результативность и рентабельность формирования баланса. Динамическая оценка качества ТЭБ региона (предприятия) как управляемый параметр отражает взаимодействие внутренней и внешней среды региона (предприятия) для принятия ра-

циональных управленческих решений с целью реализации стратегического рыночного управления, чтобы упреждать возможные перемены и влиять на происходящие изменения как внутри, так и вне региона (предприятия). При этом стратегическое рыночное управление включает в себя четыре системы управления: бюджетирование, характерное для долгосрочного планирования, прогнозирование, элементы стратегического планирования и инструменты принятия стратегических решений в реальном времени [6].

#### Литература:

1. Ключев Ю.Б. Задачи совершенствования хозяйственного механизма в направлении повышения эффективности энергоиспользования / Ю.Б. Ключев // Промышленная энергетика. 1983. № 10. С. 2–4.

2. Артур А., Томпсон-мл., Дж. Стрикленд . Стратегический менеджмент концепции и ситуации для анализа /Томпсон-мл., А. Артур, Томпсон-мл., А. Дж. Стрикленд. 12-е издание: Пер. с англ. М.: Издательский дом «Вильямс», 2009. 928 с.

3. Hunt S. Competition and Choice in Electricity / S. Hunt, G. Shuttleworth. England: A March and McLennan Co. 1995. 268 p.

4. Ламбен Жан-Жак. Стратегический маркетинг. Европейская перспектива / Пер с франц. — № 9 : Наука, 1996. — С. 331.

5. Федорова Е.В. Методика экономического анализа деятельности организации / Е.В. Федорова // Вестник университета управления. — 2009. — № 31. — М.: Изд-во ГУУ.

6. Аакер Д. Стратегическое рыночное управление. / Пер. с англ. под ред. С.Г. Божук. — СПб/ : Питер, 2011. 496 с.

7. Бобылев С.Н. Модернизация экономики и устойчивое развитие / С.Н. Бобылев, В.М. Захаров. — М.: Экономика, 2011. — 295с.

8. Бесчинский А.А. Энергосберегающая политика и развитие электрификации / А.А. Бесчинский, Ю.М. Коган // Экономические проблемы электрификации / А.А. Бесчинский, Ю.М. Коган. М., 1983. Гл. 2. С. 297 - 335.

9. Гительман Л.Д. Энергетические компании: Экономика. Менеджмент. Ре-формирование: в 2 т. / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Екатеринбург: УрГУ, 2001. Т. 1. 376 с.

## ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРАКТИКИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ И ВОДО-РОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ОБЪЕКТОВ И ПОСЕЛЕНИЙ

*В. А. Карасевич, к.т.н., доцент базовой кафедры ВИЭ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.*

*e-mail: crucian-74@mail.ru*

Проблема энергоснабжения изолированных объектов и поселений является важной государственной задачей. По данным РЭА Минэнерго (неполным, так как работа по сбору и анализу информации все еще продолжается), сегодня на изолированных территориях только Дальневосточного федерального округа и Арктической зоны в более чем 527 населенных пунктах проживают более 300 тысяч человек, и расположены десятки промышленных объектов. Общая установленная электрическая мощность превышает 1 ГВт, тепловая мощность – 200 Гкал/ч.

Следует отметить, что РЭА Минэнерго рассматриваются Арктические территории, а изолированные объекты и поселения расположены и в других регионах Российской Федерации [1].

Для электроснабжения изолированных объектов и поселений сегодня в основном используется дорогое из-за сложной логистики недружественное дизельное топливо, на завод которого ежегодно выделяются миллиарды рублей. Стоимость дизельного топлива местами превышает 300 тыс. рублей за тонну, а себестоимость электроэнергии достигает 2500 руб./кВт·ч. Развитие локальной генерации, в том числе на базе ВИЭ и накопителей энергии, позволяет одновременно снизить экологическую и экономическую нагрузку и повысить надежность энергоснабжения изолированных территорий.

Электростанции на базе ВИЭ с системами накопления энергии

Российские нефтегазовые компании имеют опыт работы или проработки проектов с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Так, в ПАО «Газпром» возобновляемую генерацию для энергоснабжения собственных нужд компании впервые применили в начале 2000-х годов на месторождениях ООО «Газпром добыча Ямбург», где комбинированное решение на базе солнечной и ветряной энергетики с аккумуляторной батареей обеспечивало энергоснабжение систем телеметрии. ПАО «Новатэк» использовало аналогичные ямбургским системы для электроснабжения линейной части продуктопровода с Юрхаровского газоконденсатного месторождения к Пууровскому НПЗ (по оценке авторов затраты на энергоснабжение линейной части снизились более чем в 2 раза). ПАО «Новатэк» также рассматривает возможность строительства ВЭС для электроснабжения собственных нужд на Ямале (в настоящий момент проводятся ветроизмерения), варианты с ВИЭ прорабатывала ПАО «Роснефть» для своих проектов на Таймыре.

Примером успешного применения ВЭУ совместно с дизельной генерацией может служить энергоснабжение п. Тикси в Красноярском крае, где для снижения потребления дизельного топлива было поставлено 3 ветряные энергоустановки Komai Haltek общей мощностью 900 кВт. На полярной станции Снежинка, проект которой получил положительное заключение Главгосэкспертизы и которая по плану должна быть построена к 2025 году севернее Салехарда в ЯНАО, для выработки электроэнергии планируется использовать до 1 МВт ветряной и до 300 кВт солнечной энергии в комбинации с литий-ионными и водородными системами хранения энергии [2].

В ПАО «Газпром», проведена большая работа по использованию турбодетандеров на газораспределительных станциях, силами ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» разработаны и успешно эксплуатируются турбодетандеры мощностью от 1 до 5 кВт.

ООО «Дельта П» при участии автора был разработан прототип роторного детандера на 1 кВт во взрывозащищенном исполнении, который может обеспечивать энергоснабжение собственных нужд газораспределительного пункта. Получен патент на изобретение.

### Системы накопления энергии (СНЭ)

Наиболее распространёнными системами накопления энергии являются литий-ионные батареи. В 2022 году, по данным НИУ «МЭИ», в мире насчитывалось более 28 ГВт литий-ионных накопителей [3]. В России системы накопления энергии (СНЭ) на базе литий-ионных батарей на электрических подстанциях активно использует ПАО «Россети», что позволяет ей успешно проходить пики потребления и избежать дорогой модернизации электрических сетей. На подстанциях компании установлены десятки накопителей, с 2022 года действует внутренний стандарт СТО 34.013.2–018–2022 «Системы накопления электрической энергии. Типовые технические требования».

В качестве примера использования литий-ионных накопителей в комбинации с ВИЭ может служить Бурзянская СЭС (Башкирия) мощностью 10 МВт с литий-ионной СНЭ ёмкостью 8 МВт·ч. В связи с тем, что энергоснабжение Бурзянского района осуществляется по одноцепной линии с тупиковой подстанцией, локальная система в случае отключения от сети способна в автономном режиме обеспечивать нормальное энергоснабжение объектов и поселений [3].

За счёт отсутствия у литиевых накопителей инерционности (они могут мгновенно, как выдать, так и поглотить электроэнергию) они используются для поддержания частоты и напряжения в локальных энергосетях, в том числе совместно с более инерционными СНЭ, такими, как водородные.

В отличие от литий-ионных накопителей электроэнергии, ёмкость которых ограничена габаритами батареи, в проточных REDOX-батареях электролит в зону окислительно-восстановительной реакции подаётся извне, что позволяет варьировать его объёмы, а, следовательно, и ёмкость REDOX-батареи. Наряду с водородными СНЭ, проточные REDOX-батареи, в том числе в контейнерном исполнении, являются хорошим и относительно недорогим техническим решением по накоплению электрической энергии.



В настоящий момент в опытной эксплуатации находится только одна такая установка на полигоне ПАО «РусГидро» на острове Русский, расположенном в заливе Петра Великого в Японском море, прорабатывается установка подобных систем в контейнерном исполнении на других автономных объектах и поселениях, которые обслуживает ПАО «РусГидро» [3].

Водородные СНЭ состоят из генератора водорода, систем его хранения и электрохимического генератора (ЭХГ), на котором из водорода вырабатывается тепло и электроэнергия. При производстве водорода на 1 м<sup>3</sup> газа обычным электролизом необходимо затратить до 5–6 кВт·ч электроэнергии (без учёта водоподготовки), что даёт эффективность по водороду 50–70% (1 м<sup>3</sup> водорода содержит 3,6 кВт·ч энергии). При генерации водорода с применением электролизёров с жидкостным охлаждением возможно получить с 1 м<sup>3</sup> водорода до 0,5–1,0 кВт·ч тепла, эффективность работы генератора значительно вырастает при использовании получаемого в процессе генерации кислорода. При использовании водорода на топливных элементах электрический КПД ЭХГ не превышает 60%, ещё до 35% можно получить в виде тепла при жидкостном охлаждении ЭХГ. При полном использовании тепла и электроэнергии КПД водородной СНЭ может превышать 70%, в то время как электрический ее КПД не превышает 35%.

Сегодня в России водородные СНЭ существуют только в виде небольших пилотных проектов. Например, водородные СНЭ мощностью до 15 кВт предлагает МФТИ, ФИЦ ПХФ и МС, ГК «ИнЭнерджи», другие организации [4], Водородные СНЭ планируется использовать в полярной станции Снежинка, а также в совместном проекте ПАО «РусГидро», администрации Сахалинской области и МФТИ в п. Новиково (Сахалинская область) [2]. Рабочая группа, в которую входит автор, ведёт работу по созданию модернизированного щелочного электролизера производительностью до 3 м<sup>3</sup> с системой водоподготовки направленной на экологичное и эффективное использование воды. В настоящий момент есть работающий прототип, план его доработки и модернизации, ведётся работа по подготовке заявки на патент на полезную модель и программу ЭВМ по управлению электролизером.

### Теплоснабжение на базе ВИЭ

Россия – северная страна, в которой средний отопительный сезон продолжается 208 дней в году, а в некоторых поселениях, таких как п. Диксон на полуострове Таймыр, он идет в круглогодичном цикле. В настоящий момент доля ВИЭ в теплоснабжении в России достигает 2%, что превышает долю ВИЭ в электроэнергетике. В основном такие результаты достигаются за счет использования биотоплива на котельных, однако в докладе основное внимание будет уделено использованию тепловых насосов и солнечной теплогенерации.

### Тепловые насосы

Одним из популярных вариантов автономного теплоснабжения является применение тепловых насосов – устройств, с помощью которых получают энергию из раз-

личных природных объектов окружающей среды (воздух, вода, грунт, недра) в виде полезного тепла. В зависимости от источника тепла и видов теплоносителя в контурах насоса можно выделить несколько видов ТН: воздух-воздух, воздух-вода, вода-вода, вода - воздух и геотермальные грунт – вода и грунт – воздух.

Сегодня в России не реализован ни один проект по применению теплового насоса для изолированной энергосистемы (полярная станция Снежинка, где планируется использование тепловых насосов пока что еще не построена), однако наиболее интересные реализованные и рассчитанные технические решения в централизованных энергосистемах могут быть применены и к изолированным. В силу распространённости в России жидкостного отопления основной акцент будет сделан именно на таких решениях.

В качестве примера возможного применения тепловых насосов воздух - вода взят пример одной из не подключённых к сетевому газу молочных ферм Алтайского края с требуемой тепловой мощностью 320 кВт. Из-за того, что на под-станции отсутствует техническая возможность по выдаче электрической мощности, необходимой для организации электрического отопления, было рассмотрено использование системы из 5 тепловых насосов по 40 кВт и 2-х по 60 кВт, что позволяет сократить требуемую на отопление и горячее водоснабжение электрическую мощность до имеющихся на подстанции 97 кВт. В рамках проекта планируется пробурить 244 скважины глубиной по 40 метров, общий объём буферных баков – 3000 литров.

Тепловые насосы вода – вода с использованием низкопотенциального морского тепла успешно реализованы в Норвегии, Великобритании [2], в Кооперативном квартале г. Мурманска, где на небольшом озере установлено 2 тепловых насоса по 60 кВт.

Геотермальные тепловые насосы используются на 20 АЗС ПАО «Лукойл» на Урале и в Московской области, нескольких АЗС Сургутнефтегаз в Калининградской области, АЗС ПАО «Роснефть» в Краснодарском крае.

#### Солнечные коллектора и охлаждаемые солнечные панели

Технический потенциал использования солнечной энергии для выработки тепла в России составляет 8,75 млрд т.у.т. (в развитии данных технологий существенным ограничением является экономический фактор); использования энергии грунтов и водоёмов — 13,2 млн т.у.т. Наиболее эффективно использовать солнечную энергию в качестве для нужд теплоснабжения в регионах с высоким уровнем солнечной радиации в зимний период, такие как юг Приморского края, Северо-Кавказский федеральный округ, Алтайский край, юг Иркутской области, южные регионы Сибири, а в летний период — весь Южный федеральный округ и регионы Поволжья [5]. В то же время солнечная теплоэнергетика может успешно закрывать сезонные потребности отопления и горячего водоснабжения и в более северных регионах, в том числе и в Арктике. Использование солнечных коллекторов позволяет сократить расход дизельного топлива только в летний сезон, когда отопительная нагрузка минимальна, и основное тепло идет на нагрев воды для нужд горячего водоснабжения. Работающая на дизельном топливе котельная консервируется, а горячее водоснабжение осуществляется за счет

возобновляемых источников энергии. Такие решения, позволяющие значительно сократить потребление привозного дизельного топлива, успешно используются компаниями «АЛРОСА», «Сургутнефтегаз», «РЖД» и другими российскими компаниями.

В качестве примера рассмотрен проект за Полярным кругом, реализованный для АО «Алросы» компанией ООО «НОВЫЙ ПОЛЮС», - проект солнечной водонагревательной системы в вахтовом посёлке Накын (Якутия), где на площади 300 м<sup>2</sup> установлены солнечные коллекторы общей мощностью 225 кВт. Еще одним примером является база отдыха ОАО «СургутНефтеГаз» в п. Витим (Якутия), где установлены две солнечные водонагревательные установки.

Отдельно хочется отметить возможность совместной выработки тепла и электроэнергии с применением охлаждаемых фотоэлектрических панелей. В этом случае, на основании проведенных испытаний собранной в МФТИ гибридной солнечной тепло- и электростанции, в условиях Московской области с фотоэлектрической панели возможно получить до 1,2 кВт горячей воды температурой до 650. Вместе с 0,45 кВт электрической мощности суммарная мощность панели достигает 1,65 кВт, общий КПД панели в этом случае более чем в 3 раза превышает электрический КПД аналогичной фотоэлектрической панели. В настоящий момент автором собирается опытная установка (3 охлаждаемые и 3 обычных фото-электрической панели), на которой будут проводиться научные исследования.

#### Управление спросом на электроэнергию

В отличие от большой энергетики небольшие автономные энергосистемы с высокой долей возобновляемых источников энергии менее предсказуемы с точки зрения выработки электроэнергии. Для того чтобы такие энергосистемы работали более эффективно и потребляли минимальные объемы дизельного топлива, разрабатываются инструменты по управлению спросом, состоящие из аппаратно-программных комплексов прогнозирования выработки энергии ВИЭ и аппаратно-программных комплексов формирующих ограничения на потребление электроэнергии в условиях ее низкой выработки.

Для повышения предсказуемости энергосистем ведется работа по созданию интеллектуальных программно – аппаратных комплексов прогнозирования выработки электроэнергии, задачей которых является прогнозирование выработки электроэнергии ВИЭ на 1, 3 и 24 часа вперед с точностью не менее 7%. Более точная информация о выработке электроэнергии в автономных энергосистемах позволят более оптимально спланировать потребление электроэнергии, включая работу СНЭ. В настоящий момент коллективом с участием автора получены свидетельства о регистрации на 4 программы ЭВМ, проходит апробация решений на объектах заказчика.

Одновременно с предсказуемостью спроса ведется работа по ограничению потребления электроэнергии в случае если ее прогнозируемая выработка ВИЭ генерацией ниже чем текущий спрос. Одним из решений по оптимизации потребления электроэнергии является использование аппаратно – программного комплекса мультиагентных торгов. При применении такого подхода создается виртуальная биржа, на которой

идут торги электроэнергией. От каждого потребителя в торгах участвует виртуальный агент, поведение которого определяется политикой потребления присущей данному потребителю. В настоящий момент создан прототип комплекса для 2-х агентов, идет отработка механизма торгов.

### Литература

1. Интернет-сайт РЭА Минэнерго.–URL: <https://rosenergo.gov.ru/press-center/news/dalniy-vostok-i-regiony-arktiki-poluchatinvestitsionnyu-kartu-obektov-promyshlennoy-raspredeleynoy/>

2. Карасевич В.А., Васильев Ю.В., Негримовский В.М. Перспективы автономного энергоснабжения изолированных объектов и поселений в арктических регионах РФ с применением водородных технологий, журнал «Энергетическая политика», №9 (188), 2023 год. – URL: <https://energypolicy.ru/perspektivy-avtonomnogo-energосnabzheniya-izolirovannyh-obektov-i-poselenij-v-arkticheskikh-regionah-rf-s-primeneniem-vodorodnyh-tehnologij/regiony/2023/14/12/>.

3. Карасевич В.А. Использование систем накопления энергии для хранения энергии в автономных энергосистемах, журнал «Сантехника. Отопление. Кондиционирование», №7 (259), 2023 год, стр. 68–70.

4. Российские компетенции водородной промышленности. Сборник Минпромторга.–URL: <https://minpromtorg.gov.ru/docs/5d77b582-6423-40b9-b33f-406f50994aba>.

5. Карасевич В.А., Скоробатюк А.В. Использование возобновляемых энергоресурсов для теплоснабжения объектов и поселений в регионах РФ, журнал «Сантехника. Отопление. Кондиционирование», №9 2023 год, стр. 69–71.

## АЛГОРИТМЫ ОПТИМИЗАЦИИ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ НА БАЗЕ ВИЭ И ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

*Толмачев В.Н., директор Научно-технического центра*

*«Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»*

*Сибгатуллин А.Р., заместитель директор Научно-технического центра*

*«Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»*

Одной из главных задач при проектировании системы автономного электроснабжения с использованием ВИЭ является определение оптимального состава и параметров оборудования энергокомплекса (ЭК), которая относится к классу задач многокритериальной оптимизации большой размерности с нелинейными зависимостями между переменными. Для ее решения в наибольшей степени подходит метод вариантного моделирования.

Для сокращения числа анализируемых вариантов предложен на первом этапе отбор энергоустановок по показателям энергетической эффективности по каждому рассматриваемому виду ресурса. Также выполнено деление задачи многокритериальной оптимизации на последовательное решение более простых задач однокритериальной оптимизации, для которых сформированы целевые функции и основные критерии оптимизации.

Критерием первого уровня оптимизации выступает максимальное использование энергии ВИЭ с учетом ограничений на годовое потребление электроэнергии и количество установок.

Критерием второго уровня оптимизации являются меньшие суммарные дисконтированные затраты ЭК, выбранного по первому критерию, по сравнению с суммарными дисконтированными затратами при строительстве и эксплуатации традиционной системы электроснабжения, рассчитанными за заданный планируемый срок окупаемости, либо по сравнению с допустимыми финансовыми затратами.

Если целью формирования системы электроснабжения является достижение максимального значения показателей эффективности при заданных ограничениях в виде затрат, то поиск оптимального решения заканчивается на втором уровне оптимизации.

Если же целью является достижение минимума затрат при заданных значениях показателей функционирования, то осуществляется переход к третьему уровню оптимизации, критерием которого выступает минимальное значение средней расчетной себестоимости производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла (нормированной стоимости электроэнергии) – *LCOE*.

Блок-схема алгоритма реализации методического подхода к обоснованию состава и параметров ЭК на основе ВИЭ, отражающая последовательность оптимизационных расчетов, представлена на рисунке 1.

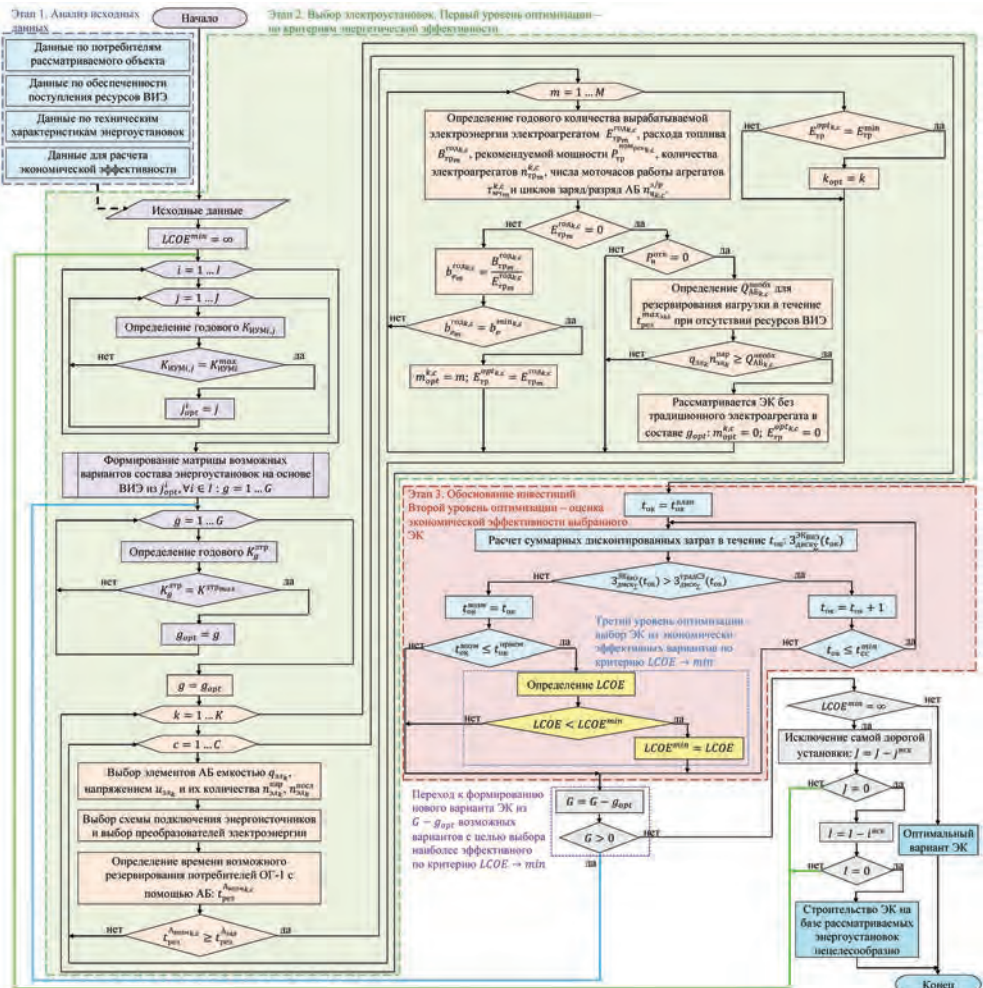


Рисунок 1. Блок-схема алгоритма оптимизации состава и параметров оборудования автономного энергокомплекса на основе возобновляемых источников энергии.

В блоке этапа 1 анализируются и подготавливаются необходимые исходные данные. Оптимизационные расчеты первого уровня (по критерию энергетической эффективности) выполняются в блоке этапа 2.

На третьем этапе оптимизации осуществляется оценка экономической эффективности выбранного ЭК.

Если вариант ЭК экономически эффективен по сравнению с традиционной системой электроснабжения, либо по сравнению с допустимыми финансовыми затратами, то для

него рассчитывается и запоминается  $LCOE$ .

Затем из множества  $G$  возможных вариантов состава ЭК формируется новый вариант состава ЭК по описанным трем уровням оптимизации, при этом из множества  $G$  исключается рассмотренный  $g_{opt}$  состав энергоустановок на основе ВИЭ:  $G = G - g_{opt}$ .

Если же вариант ЭК на втором уровне оптимизации признается экономически неэффективным, переход к формированию нового варианта ЭК осуществляется без расчета  $LCOE$ .

Итерационный процесс трехуровневой оптимизации повторяется для всего множества  $G$ , и путем последовательного сравнения  $LCOE$  выбирается тот вариант состава ЭК, для которого значение  $LCOE$  минимально.

Возможен случай, когда для сформированных из всего множества  $G$  вариантов ЭК не удастся достигнуть экономического эффекта. Тогда выбирается установка, стоимость которой больше, чем у остальных и исключается из множества  $J$  по возобновляемому ресурсу  $i$ :  $J = J - j^{iuck}$ . Процесс трехуровневой оптимизации повторяется уже без данной установки.

В случае когда экономический эффект ЭК так и не достигнут, а из множества  $J$  по возобновляемому ресурсу  $i$  исключены все установки ( $I=0$ ), тогда исключается из рассмотрения сам ресурс:  $i^{iuck} = i$ .

При исключении последнего возобновляемого ресурса из рассмотрения ( $I=0$ ) делается вывод, что строительство ЭК на основе ВИЭ на базе рассматриваемых типов энергоустановок нецелесообразно.

В настоящее время на различных объектах газовой отрасли уже используются источники питания на базе ВИЭ. В основном это ветроэлектрические установки (ВЭУ), солнечные фотоэлектрические модули (ФЭМ) и гибридные ЭК на их основе. Имеется как положительный, так и отрицательный опыт их эксплуатации, что связано, в первую очередь с неверным выбором типов и конструктивных исполнений установок, состава и параметров оборудования ЭК для конкретных условий эксплуатации, а также недооценкой или пренебрежением данных о поступлении возобновляемых энергоресурсов в районе расположения оборудования.

На одном из газовых месторождений имеется опыт эксплуатации автономных ЭК на основе ВИЭ в составе:

- ВЭУ;
- ФЭМ;
- термоэлектрогенераторов;
- блоков АБ.

Установлено около 120 подобных комплексов.

В процессе эксплуатации ЭК отмечены малые значения выработки электрической энергии ВЭУ, что объясняется неверным выбором конструкции установки для данных условий эксплуатации (скоростей ветра), а также неоптимальным выбором площадки для установки ВЭУ.

Солнечные модули эффективны только в весеннее-летний период.

Для электроснабжения некоторых вдольтрассовых потребителей магистральных

газопроводов в Ленинградской области применяются ВЭУ и ФЭМ.

В связи с низкой ветровой нагрузкой и малым количеством электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ, последняя используется как резервный источник электроснабжения, а роль основного источника выполняет вольтагасовая ЛЭП.

Для электроснабжения ГРП в одном из районов г. Санкт-Петербурга, ввиду невозможности присоединения к внешним сетям, было принято решение о применении автономного источника питания (АИП). На основании анализа климатических характеристик района, расположения ГРП и данных о потребляемой мощности, в качестве источника питания принят ЭК в составе ВЭУ типа AIR Breeze, солнечных фотоэлектрических модулей серии ТСМ и гелевых АБ серии Ritar. Исходя из условия отсутствия поступления солнечного излучения и низких скоростей ветра в течение одних суток выбран источник бесперебойного питания, состоящий из четырех АБ емкостью по 75 А·ч. АБ устойчиво работают в циклических режимах заряда-разряда с возможностью глубокого разряда.

В 2016 г. для электроснабжения восьми ГРП АО «Тулагоргаз» в Зареченском, Привокзальном, Центральном и Пролетарском районах, подключение которых к внешней электросети нецелесообразно, установлены АИП в составе солнечных модулей, панели управления и блока бесперебойного питания. Первый подобный источник питания введен на ГРП № 44 в Зареченском районе. Солнечные модули со сроком эксплуатации более 10 лет установлены на крыше здания. Емкость АБ в составе блока бесперебойного питания выбрана исходя из условия обеспечения бесперебойной работы ГРП при отсутствии солнечного излучения в течение четырех суток.

По разработанной методике выполнено обоснование параметров основного оборудования опытного образца системы постоянного тока в составе солнечной энергетической системы и системы накопления энергии на базе литий-ионных аккумуляторных батарей, разработанного в рамках НИОКТР «Разработка технических решений по построению систем постоянного тока на базе литий-ионных и других современных аккумуляторов и методических рекомендаций по их применению», выполненной по заказу ПАО «Газпром».

На основании проведенного анализа опыта использования ВИЭ в системах электроснабжения промышленных потребителей газовой отрасли можно сделать следующие выводы.

Целесообразность и масштабы использования ВИЭ определяются в первую очередь их экономической эффективностью и конкурентоспособностью с альтернативными энергетическими технологиями. Основными преимуществами ВИЭ по сравнению с энергоисточниками на органическом топливе являются наличие значительных ресурсов, возможность их быстрого воспроизводства, отсутствие топливных затрат и выбросов вредных веществ в окружающую среду.

На масштабы внедрения ВИЭ влияют ограничения по:

- ресурсам ВИЭ;
- условиям поставки топлива;
- наличию и характеристикам централизованных источников;



- плотности электрических нагрузок;
- номенклатуре отечественного оборудования;
- затратам на энергоустановку с использованием ВИЭ.

В каждом конкретном случае на основе предлагаемой методики необходимо определять оптимальное сочетание состава и параметров оборудования систем энергоснабжения, обеспечивающего минимальный уровень удельных затрат на покрытие энергетических нужд при максимальном использовании энергии ВИЭ.

## ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

*Мильков Д.А., заведующий отделом развития систем теплоэнергоснабжения  
АО «Газпром промгаз»*

Разработка технико-экономических обоснований схемы теплоснабжения мегаполиса (такого, например, как Санкт-Петербург) в соответствии с действующими нормативными и методическими документами вызывает необходимость создания инструментальных средств формирования, управления, обработки и представления больших массивов данных.

Это обусловлено:

1. Масштабом теплоснабжающего комплекса: система теплоснабжения Санкт-Петербурга насчитывает почти 900 источников тепловой энергии, 150 теплоснабжающих организаций. Для проведения только технико-экономического обоснования перевода потребителей с открытой схемы теплоснабжения на закрытую потребовалось аккумулировать информацию порядка 16 000 потребителей и учесть технико-экономические показатели 55 источников тепловой энергии.
2. Значительным числом территорий перспективного развития, предусмотренных Генеральным планом Санкт-Петербурга, утвержденными проектами планировки и т.п. Для 1000 перспективных территорий, рассчитывается целесообразность подключения к действующим источникам тепловой энергии в соответствии с «Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения» в части расчета радиуса эффективного теплоснабжения.
3. Многообразием показателей, используемых для целей технико-экономических обоснований. Необходимо рассчитать:
  - a. Капитальные затраты для 12 844 участков тепловых сетей, 150 объектов на них, 780 мероприятий на источниках тепловой энергии. Для главы 12 обосновывающих материалов схемы теплоснабжения на основе Нормативов цены строительства (НЦС) формируется и ежегодно актуализируется порядка 150 укрупнённых сметных расчетов для обоснования стоимости строительства и реконструкции тепловых сетей в зависимости от диаметра, типа прокладки, с учетом и без учета временных тепловых сетей, благоустройства и пр.  
Для обоснования стоимости строительства и реконструкции котельных на основе НЦС, запросов технико-коммерческих предложений (ТКП) и показателей объектов-аналогов формируются порядка 40 укрупненных сметных расчетов.
  - b. Тарифные последствия для регулируемых теплоснабжающих организаций в количестве порядка 50 ед. (варьируется от года к году). Кроме актуализации утвержденных параметров финансово-хозяйственной деятельности при утверждении тарифа на плановый год, необходимо учесть все взаимосвязи между теплоснабжающими

организациями (перепродажу тепловой энергии, покупку тепловой энергии для компенсации потерь и пр.), планируемые переключения между источниками тепловой энергии, объемы подключаемой тепловой нагрузки, фактические показатели за отчетный период и технико-экономические показатели источников тепловой энергии на плавной период.

- с. Варианты покрытия дефицита предлагаемых мероприятий (прибыль, займ, собственные средства, бюджет), и в зависимости от возможностей финансирования уточнить для части из них сроки реализации.
4. Необходимостью формирования выходных материалов, структура и формат которых определяется Методическими указаниями. При этом зачастую эти требования могут значительно отличаться от требований нормативных документов соответствующих областей.

Например, структура таблиц тарифно-балансовых моделей в соответствии с «Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения» отличается от структуры, в соответствии с которой должен обосновываться и утверждаться тариф на тепловую энергию.

Требуемые капитальные вложения должны представляться в Схеме теплоснабжения в четырех различных по структуре и формату типов таблиц в зависимости от главы Обосновывающих материалов. При этом таблицы сильно отличаются от требований к форме инвестиционной программы организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения.

Таким образом, кроме самих расчетов, выполняемых в соответствии с нормативными документами, необходимо дополнительно формировать множество связанных выходных таблиц, соответствующих уже требованиям к самой схеме теплоснабжения.

Сотрудники АО «Газпром промгаз» с использованием текстовых и табличных процессоров, наиболее известных из которых являются Microsoft Word и Microsoft Excel, с применением языка программирования Python и системы управления базами данных PostgreSQL, создали рабочую среду, в которой можно автоматизировать множество задач и расчетов.

Разработанные программы на Python и часть данных, хранимых в PostgreSQL, позволяют осуществлять взаимодействие между файлами исполнителей, содержащими расчеты по различным направлениям (нагрузка перспективных потребителей, балансы мощности и нагрузки, топливные балансы, технико-экономические показатели источников тепловой энергии и тепловых сетей и пр.), и оперативно актуализировать расчеты.

С целью упрощения формирования части глав и приложений схемы теплоснабжения в текстовом виде, дополнительно для части разделов написаны программы, автоматизирующие формирование требуемых по структуре и формату таблиц в Excel и в Word. Для последнего в некоторых случаях, при которых это возможно, автоматически формируется и текст документа.

Эффект от использования языка Python подтверждается посредством сравнения продолжительности работы программ на языке Python и на встроенном в Excel языке

VBA по формированию отчета в Word в части обоснования целесообразности подключения перспективных потребителей к действующим источникам тепловой энергии (расчет радиусов эффективного теплоснабжения). На формирование отчета в Word в объеме 8 книг по 400 стр., суммарно содержащий около 3000 таблиц, с использованием встроенного в Excel языка программирования VBA уходит около 48 часов, тогда как для такой же операции с использованием языка программирования Python уходит около 4 часов.

## ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ТВЕРДОПОЛИМЕРНЫМИ ТОПЛИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ ДЛЯ ТРАНСПОРТНЫХ ПРИМЕНЕНИЙ И СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ РОССИИ

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

*Ландграф И.К., ИЦ «ВЭ» ООО «ИнЭнерджи»*

Долгие годы в стране отсутствовала единая государственная политика и межведомственная координация в части разработок технологий водородной энергетики, что приводило подчас к нерациональному дублированию и хроническому недофинансированию перспективных проектов. Однако за последние три года отношение к водородной энергетике в нашей стране кардинально изменилось. Такой поворот был неизбежен на фоне того, как передовые страны Запада и Юго-Восточной Азии заявили о переходе к безуглеродной энергетике, постепенном отказе от ископаемых углеводородных энергоносителей, объявили водород самым перспективным видом топлива.

Целевыми рынками использования водорода, как энергоносителя, являются транспортные средства – колесный безрельсовый и рельсовый наземный транспорт, водный и воздушный транспорт, также перспективными считаются стационарные энергетические установки с топливными элементами (ЭУ с ТЭ) для распределенной энергетики. Объем рынка водородных топливных элементов для транспорта оценивается в \$180 млрд., для стационарного применения – \$210 млрд.

Динамики рынка ТЭ с начала XXI века впечатляет. Так, если в 2007 г. суммарная мощность ЭУ с ТЭ, введенных в эксплуатацию, составила 37 МВт, то в 2020 г. она выросла в 30 раз и составила 1,319 ГВт. Всего за период 2007-2020 гг. в мире было введено в эксплуатацию таких энергоустановок суммарной мощностью более 4,5 ГВт. При этом спрос на транспортные ТЭ с 6 МВт в 2007 г. возрос до 993,5 МВт в 2020 г., т.е. в 166 раз.

Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического комплекса для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций. За последнее время вышло несколько основополагающих документов [1-3], структурирующих всю работу по водородной энергетике.

К сожалению, уровень разработок ЭУ на основе ТЭ за рубежом, в первую очередь, в странах ЕС, США, Китае, Южной Корее и т.п. значительно выше, чем в России. Однако и в нашей стране есть целый ряд успешных разработчиков в этой области, к которым следует отнести ООО «ИнЭнерджи», ФГУП «Крыловский государственный научный центр», Центр водородной энергетики АФК «Система», НИЦ «Курчатовский институт», АО «СКТ-БЭ», специализирующихся на разработках ЭУ с ТЭ как транспортных, так и стационарных применений. Кроме того, в стране существуют десятки предприятий, отраслевых и

академических институтов, занимающихся специализированными исследованиями и разработками отдельных технологий ЭУ с ТЭ.

Локомотивом для продвижения водородной энергетики в современном мире является транспорт. В 2021 году рынок транспортных ЭУ с ТЭ оценивался в около \$210 млрд., причем, самым крупным сегментом этого рынка является сегмент автомобильных транспортных средств (в первую очередь, тяжелые грузовики и автобусы). Транспортные средства (ТС) на базе ЭУ с ТЭ обладают целым рядом решающих преимуществ по сравнению с ТС с механическими или электрическими (питающимися от внешнего источника – контактной сети) ЭУ.

В июне 2022 г. Европарламент поддержал резолюцию, которая предлагает запрет на продажу после 2035 г. новых автомобилей с уровнем выбросов CO<sub>2</sub> выше нулевого.

В 2021 г. ЕК предложила с 2035 г. полностью перейти на электромобили и запретить выпуск на территории Евросоюза автомобилей на традиционном топливе. Так как на такое количество электромобилей просто не хватит лития для аккумуляторных батарей, то большая часть электромобилей будет производиться как водородные авто.

Следует отметить, что проблемой автомобильного транспорта на водородных топливных элементах в СССР и затем в России начали заниматься около 50 лет назад. В этом направлении были достигнуты научно-практические результаты мирового уровня.

На сегодняшний день все разработки ЭУ с ТЭ для автомобильного транспорта выполняются во обеспечение реализации соответствующей Концепции, утвержденной правительством Российской Федерации [4], которая включает в себя и развитие водородных технологий. Применение водородной энергетики на транспорте сегодня является мировым трендом.

Безусловным лидером среди разработчиков автотранспортных ЭУ с ТЭ является ООО «ИнЭнерджи». Наиболее значимым проектом ООО «ИнЭнерджи» для автомобильного транспорта является проект по созданию совместно по заказу одного из ведущих автопроизводителей России ЭУ с ТЭ на базе отечественных технологий и комплектующих для автомобиля представительского класса. Срок реализации проекта – 2024 г.

Основные параметры электрохимического генератора (ЭХГ) силовой установки (СУ) «водородного» автомобиля: номинальная мощность не менее 85 кВт, максимальная сухая масса не более 185 кг, минимальная долговременная мощность не более 15 кВт; КПД ЭХГ на номинальной мощности не менее 47 %. Выходное напряжение постоянного тока ЭХГ после DC/DC от 450 до 820 В; диапазон рабочих температур воздуха на входе в ЭХГ от минус 30 до плюс 50 оС.

Другим значимым проектом ООО «ИнЭнерджи» для автомобильного транспорта является совместная с ПАО «КАМАЗ» разработка гибридной СУ для городского электробуса с ЭХГ на водород-воздушных ТЭ и буферной аккумуляторной батареех (АКБ). Предварительные параметры гибридной СУ: установленная электрическая мощность ЭХГ – 45 кВт, номинальная – 36 кВт, емкость буферной АКБ – 43,8 кВт·ч, расход водорода в режиме номинальной мощности – 2,9 кг/ч, масса ЭХГ – 200 кг, масса баллонов – 1360 кг.

В перспективе у компании разработка СУ для магистрального тягача КАМАЗ (40т, 200 кВт), карьерного самосвала КАМАЗ (240 кВт), карьерного самосвала БЕЛАЗ (90т, 2х150 кВт), для коммерческого транспорта (доставка), коммунальной техники, вилочных погрузчиков; мотоциклов, скутеров, самокатов, багги.

«Первопроходцем» в деле создания энергоустановок с ТЭ большой мощности для рельсовых транспортных средств был Крыловский центр.

В 2019 году в рамках совместного проекта городов-побратимов «Трансформация в сторону безвыбросного городского транспорта в Дрездене и Санкт-Петербурге» был создан действующий макет «Водородный трамвай». На основании соглашения ГУП «Горэлектротранс» и ФГУП «Крыловский государственный научный центр» менее чем за полгода выполнили проект доработки типового трамвая ЛМ68М2, был изготовлен и смонтирован в составе трамвая макетный образец энергоустановки на топливных элементах, который прошел стендовые, а также эксплуатационные испытания в условиях городской среды в Санкт-Петербурге.

Значительный интерес к технологиям водородной энергетики проявляет ОАО «РЖД». Первым регионом в России, где реализуется проект по углеродной нейтральности, является Сахалинская область. Сахалин станет местом создания водородного кластера, в рамках которого предполагается организация производства, экспорта и внутреннего потребления водорода, в том числе для нужд транспорта. Сахалинский проект реализуется в рамках соглашения, подписанного в 2019 г. ОАО «РЖД», АО «Трансмашхолдинг», ГК «Росатом» и правительством региона.

В интересах ОАО «РЖД» ООО «ИнЭнерджи» проработало целый ряд проектов ЭУ с ТЭ для оснащения электрического подвижного состава, среди которых следует отметить проект по созданию ЭУ для рельсовых автобусов «Орлан» по 3 вагона с водородными энергоустановками (СУ - 2х180 кВт), для магистрального локомотива (14х200 кВт), для маневрового локомотива (110 кВт), для межрегионального электропоезда в 5 вагонов (3х200 кВт), пассажирских вагонов локомотивной тяги (32/43 кВт), путеукладочного поезда (31 кВт), поезда для детских железных дорог (105-210 кВт).

Из перечисленных выше проектов для подвижного состава ОАО «РЖД» опережающими темпами развивается проект маневрового локомотива с силовой установкой с топливными элементами. Там требуется номинальная мощность 750 кВт. Время работы между заправками 120 час, мощность ЭХГ 110 кВт, запас водорода 1000 кг.

Для магистрального локомотива с силовой установкой с топливными элементами для полигона БАМ ее мощность должна составлять 2х3500 кВт, мощность модуля ЭХГ 200 кВт, количество модулей ЭХГ в ЭУ 2х14 шт., запас водорода 2500 кг, общая протяженность маршрута 2350 км.

Продолжает расти интерес к гибридным системам и к технологиям с использованием водорода для водного транспорта. Крыловский государственный научный центр - научный центр судостроения работает над проектом пассажирского прогулочного судна мощностью ЭУ 70 кВт со сроком окончания в 2023 г.

В транспортную систему Москвы будут включены и 23 электрических судна на водороде для речного транспорта столицы. Судна на 80 посадочных мест будут обслуживать

пассажиров-москвичей и гостей столицы.

Министерство энергетики предложило к 2030 г. перевести на водород 10 % городского транспорта на внутреннем рынке. Прорабатываются планы по развитию водородной заправочной инфраструктуры на территории страны. К 2030 г. в Российской Федерации планируется построить до одной тысячи водородных заправок.

В России сфера гражданского авиастроения развита слабо в отличие от Запада, где это направление развивается активно. Прогнозируется, что короткие рейсы на малых самолетах перейдут на водород, а в крупных самолетах появятся вспомогательные силовые установки на водороде. Строительство крупных коммерческих самолетов на водородных топливных элементах возможно только ближе к 2030 г. Интерес к использованию самолетов на топливных элементах в качестве личных самолетов возрастет в ближайшем будущем.

В настоящее время разрабатываются такие проекты, как: легкомоторный самолет с СУ на 35 кВт, легкомоторный грузопассажирский летательный аппарат самолетного типа S7 (600 кВт), летательные аппараты вертолетного типа (СУ – 300 кВт), квадрокоптер (4,4 кВт).

По емкости рынка и объемам производства (в ГВт установленной мощности) стационарные ЭУ с ТЭ, составляют не более 20 %, причем в сегменте стационарных ЭУ, в отличие от транспортных, ЭУ на основе твердополимерных ТЭ не занимают доминирующего положения.

Однако для России, где 2/3 территории не имеют централизованного электроснабжения, а на 3/4 – отсутствует централизованное (сетевое) газоснабжение, развитие распределенной энергетики на основе ЭУ с ТЭ более чем целесообразно.

В настоящее время в качестве источников энергии систем распределенной генерации (СРГ) широкое распространение получили традиционные дизельные, газопоршневые, газотурбинные и паротурбинные электростанции [5].

Однако быстрое развитие электрохимических технологий может ускорить процесс внедрения в СРГ новых источников энергии – электрохимических энергетических установок (ЭЭУ) на базе твердополимерных топливных элементов (ТПТЭ).

В качестве примера в таблице 1 представлены основные технические характеристики, созданной в 2019 г. филиалом «ЦНИИ СЭТ» ФГУП «Крыловский государственный научный центр» совместно с рядом специализированных предприятий блочно-комплектной ЭЭУ с ТПТЭ электрической мощностью 5,0 кВт, работающей на природном газе и атмосферном воздухе [6].

ЭЭУ размещается в стандартном контейнере (5800×2100×2500 мм) и состоит из четырех блоков:

- блока энергетического,
- блока топливного конвертора,
- блока инертного газа,
- блока системы преобразования энергии и автоматики.

Развитие водородных проектов находится в зоне пристального внимания россий-



ского правительства. В ближайшие три года на развитие водородной энергетики оно намерено выделить более 9 млрд. руб. Они пойдут на разработку и апробацию отечественных технологий производства, транспортировки, хранения и что особенно важно, - использования водорода в качестве энергоносителя.

Россия должна войти в число разработчиков и поставщиков новой высокотехнологичной продукции, поскольку именно это предопределяет путь инновационного развития отечественной энергетики.

N	Наименование параметра	Значение
1	Выходная электрическая мощность, кВт: - максимальная - на потребители, не менее	7,3 5
2	Электроэнергия, выдаваемая потребителю: - род тока - напряжение, В	Переменный 220
3	Параметры электрической энергии, вырабатываемой ТПТЭ: - сила тока, А - напряжение, В	186 54
4	Давление природного горючего газа на входе, МПа, не более	От 1,2 до 1,5
5	Удельный расход природного горючего газа, нм <sup>3</sup> / кВт·ч, не более	0,4
6	Температура окружающего воздуха в дежурном режиме, °С	От 8 до 50
7	Уровень шума работающей в номинальном режиме ЭУ на расстоянии 0,5 м, дБ, не более	65
8	Время пуска и выхода на режим из холодного состояния, мин, не более	20
9	Расчетный ресурс, ч	40000
10	Установленный срок хранения, год	1
11	Установленный срок безаварийной службы, год, не менее	2
12	Назначенный полный ресурс, ч	18000
13	Назначенный полный срок службы, лет	25

Таблица 1. Основные технические характеристики ЭЭУ

#### Литература

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р).

2. План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года» (утв. распоряжением Правительства РФ от 12 октября 2020 г. № 2634-р).

3. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации (утв. распоряжением Правительства РФ от 5 августа 2021 г. №2162-р).

4. Концепция по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 г. (утв. Распоряжения Правительства РФ от 23 августа 2021 г. № 2290-р).

5. Агафонов А.Н., Сайданов В.О., Михайлов А.К. Малая энергетика России. Классификация, задачи, применение. // Новости электротехники. - № 5 (35), 2005. - С. 2-5.

6. 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.

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВАРИАНТОВ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ

*Блинов А.Н., к.т.н., главный специалист АО «Газпром промгаз»*

*Давыдов О.А., инженер, советник директора ООО ИК «Энергетические технологии»*

*Иваницкий С.С., инженер, заведующий лабораторией АО «Газпром промгаз»*

### Введение

Существующие тенденции развития энергоэффективных технологий, цифровизации, а также более активного использования вторичных и возобновляемых природных ресурсов интенсифицируют исследования и разработки по рационализации с этих позиций систем энергообеспечения газораспределительных станций (ГРС).

В автоматизированных газораспределительных станциях (АГРС), получивших свое развитие в последние годы, закладывается комплексный подход к энергоснабжению таких станций. При этом, начинающие свое развитие станции нового поколения (АГРС-НП), как энергоэффективные и экологически более чистые, оснащаются [1] оборудованием, позволяющим переходить на автономные энергоустановки, базирующие свою работу на энергии транспортируемого газа при его дросселировании и энергетическом потенциале окружающего АГРС-НП пространства. При существенной вариативности возможных схемных решений и исходных данных актуальным является оценка эффективности автономных систем энергоснабжения АГРС-НП с использованием детандер-генераторных агрегатов (ДГА) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

А. Подходы к оценке эффективности вариантов автономного беспопливного энергоснабжения автоматизированных газораспределительных станций нового поколения

В современный период развития альтернативных источников энергии при оценке их энергетической эффективности чаще используются [2-4] показатели с учетом воздействия на окружающую среду и нормированной (выравненной) стоимости генерации энергии (Levelized Cost of electricity (LCOE)).

В выравненную стоимость электроэнергии включаются также издержки, связанные с оплатой налогом загрязнения окружающей среды. Однако, в связи со сложностью учета рассматриваемой составляющей за весь период жизненного цикла, экологическая составляющая во многих случаях рассматривается отдельно.

Расчет LCOE для автономного электроснабжения АГРС-НП имеет свои особенности: рассматриваемые ЭК для АГРС-НП второго поколения [1] беспоплавные, и продукцией АГРС-НП является редуцированный до нужного давления объем магистрального природного газа (ПГ).

При обычно рассматриваемом постоянстве проектного расхода электроэнергии на собственные нужды АГРС в весь период жизненного цикла возможно вместо выравненной стоимости генерации энергии по аналогии использовать сравнение по вырав-

ненной удельной стоимости энергообеспечения АГРС-НП (LCOB) при ежегодных объемах редуцирования ПГ.

При упрощенной оценке энергетической эффективности вариантов ЭК АГРС-НП расчёт выполняется по формуле:

$$LCOB = \frac{LCC_{np}}{G_r}, \text{ руб./тыс. м}^3 \quad (1)$$

где  $G_r$  – годовой объем редуцируемого ПГ, проходящего через АГРС-НП;

$LCC_{np}$  – приведенная стоимость жизненного цикла ЭК, определяемая по формуле:

$$LCC_{np} = Cap_{выр.} + I_{выр.} \quad (2)$$

Здесь  $Cap_{выр.}$  – выравненные на год инвестиционные вложения в ЭК за счет использования фактора времени с помощью коэффициента возврата капитала (capital recovery factor – CRF), определяемые по формуле:

$$Cap_{выр.} = Cap \times CRF \quad (3)$$

где CRF определяется по формуле

$$CRF = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$i$  – ставка рефинансирования;

$n$  – жизненный цикл ЭК, лет;

$I_{выр.}$  – выравненные на год операционные затраты на содержание ЭК.

При сравнении вариантов ЭК АГРС-НП лучшим вариантом считается тот, у которого меньшее значение LCOB.

Ниже, на конкретном примере (табл.1), приведены результаты оценки энергетической эффективности вариантов схемных решений ЭК АГРС-НП.

Общая схема ЭК (рис.1) включает пиковый теплообменник (ЭП), комбинированный тепловой насос (КТН) парокompрессионного типа с воздушным и грунтовым теплообменниками (ВТО и ГТО).

На основании расчетов установленной мощности основного оборудования определялись капитальные и эксплуатационные расходы различных вариантов ЭК, а также приведенная стоимость жизненного цикла ЭК и выравненная удельная стоимость энергообеспечения АГРС-НП (табл.2).

Энергетическая целесообразность варианта 4 автономного без топливного энергообеспечения АГРС-НП без дополнительных субсидий и налоговых льгот для принятых в примере условий возможна только при установлении дополнительных налогов на выбросы парниковых газов. В случае же применения энергосберегающих инновационных технологий, (вариант 5) бесуглеродный ЭК предпочтителен как с экологической, так и с экономической точки зрения. Вместе с тем, промышленное применение варианта 5 возможно в перспективе при условии сертификации и выпуска промышленностью устройств [5] повышения эффективности редуцирования природного газа.

Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
Температура МГ	К	281
Давление ПГ в МГ	МПа	55
Давление ПГ на выходе ДГА,	МПа	12
Подогрев ПГ в ТН,	град	40
Температура ПГ на выходе из АГРС-НП	К	Не менее 273
Температура на выходе из ДГА	К	Не менее 273
Среднемесячные расходы ПГ ( $G_T^{MEC} = f(\tau)$ )	м <sup>3</sup> /ч	10000 - 926,8
Электрические собственные нужды АГРС-НП (принимались по месяцам постоянными)	кВт	75
Тепловые собственные нужды на отопление и вентиляцию (принимались по расчету в диапазоне)	кВт	10,68 ÷ 7,56

Таблица 1. Исходные данные для расчета ПГ.

№ вар	Конфигурация ЭК	ЛСС, тыс. руб.	ЛCOB, руб./тыс. м <sup>3</sup>
1	Одноступенчатый ДГА+КТН(ГТО+ВТО) +ПКТО+ АБ	420 609	8 895
2	Одноступенчатый ДГА+ВТН+ПКТО+ АБ	396 191	8 379
3	Двухступенчатый ДГА+КТН(ГТО+ВТО) +ПКТО+ АБ	371 936	7 866
4	Двухступенчатый ДГА+ВТО +ПКТО+ АБ	2 986 799	6 317
5	Двухступенчатый ДГА+ВТН+АБ с КИ РД и энергосберегающими инновационными технологиями	111 814	236
6	ЭК ГРС с котельной и ГПУ	1904,59	40,28

Таблица 2 – Приведенная стоимость ЛСС и ЛCOB.

Б. Технико-экономическое сравнение традиционных и инновационных технических решений по энергообеспечению ГРС

Для оценки экономических преимуществ применения инновационных технических решений в ЭК ГРС выполнен расчет экономической эффективности систем электроснабжения для следующих вариантов.

1. Существующая линия электропередач 6 (10) кВ. При существующей, соответствующей требованиям надежности, линии электропитания ГРС от внешней сети любые

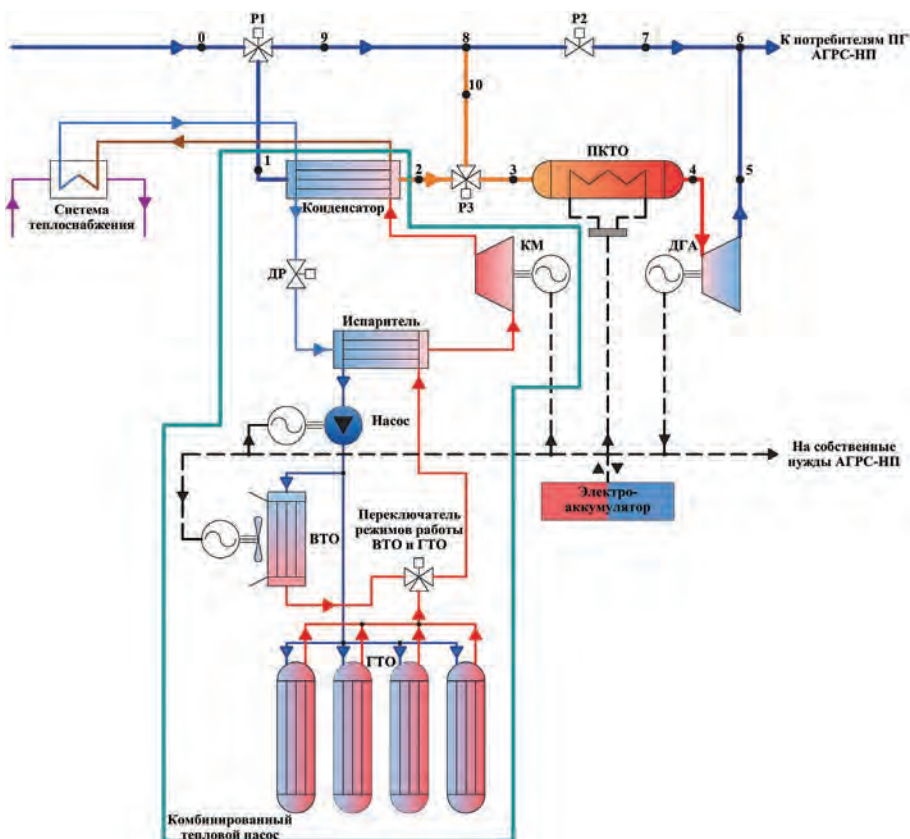


Рисунок 1. Схемное решение автономного ЭЖ АГРС-ИП.

альтернативные варианты переоборудования систем электроснабжения, как правило, не являются экономически более предпочтительными. При развитии нормативной базы по включению в расчеты стоимости углеродного налога в дальнейшем возможно рассмотрение альтернативных вариантов с применением ВИЭ.

2. Строительство новой линии электропередач 6(10) кВ. В качестве основного источника в варианте «без проекта» – подключение к внешней сети (один ввод 6(10) кВ). Так как ГРС, согласно СТО, Газпром 2-6.2-1028-2015 Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром», относится к третьей категории, резервный источник не применяется. В качестве аварийного источника предполагается использование ДГУ. Для электропитания потребителей ГРС особой группы первой категории предполагается использование источников бесперебойного питания. Теплоснабжение и подогрев газа после редуцирования будет осуществляться при помощи газовой котельной. В варианте «с проектом» для электроснабжения применяется ДГА, для

теплоснабжения ГРС и подогрева газа – ВТН. В качестве аварийного источника электро-снабжения используется ДГУ. Для обеспечения максимально эффективной работы ДГА и для питания потребителей ГРС особой группы первой категории используется аккумуляторная батарея.

Существующая электростанция с использованием органических видов топлива или автономный источник питания на базе ДГА. Электропитание ГРС осуществляется от автономного источника питания с использованием углеродного топлива (например, на базе газопоршневых или микротурбинных установок). Состав оборудования аварийного и бесперебойного источников, теплоснабжения и подогрева газа после редуцирования, а также состав оборудования для варианта «с проектом» аналогичен второму рассматриваемому решению.

Интегральным показателем экономической эффективности (интегральным эффектом) является ЧДД в виде сэкономленных денежных средств за расчетный период эксплуатации от внедрения варианта «с проектом».

При расчете приняты исходные данные, приведенные в Таблице 3. При расчете приняты следующие допущения:

Не учтены капитальные вложения в одинаковое оборудование для рассматриваемых вариантов «без проекта» и «с проектом» (ДГУ, НКУ и пр.).

Для рассматриваемого технического решения 2 не учтена возможность реализации демонтируемого оборудования (ЭСН, котельная, ИБП) за остаточную стоимость, например, за счет переноса оборудования на другой объект.

Для вариантов «без проекта» принято постоянное дежурство оперативного персонала (2 человека посменно, проживающих в доме оператора). Для варианта «с проектом» принято, что оперативный персонал будет приезжать один раз в год для обслуживания (8 часов).

Замена установленной литий-ионной аккумуляторной батареи для варианта «с проектом» будет произведена по программе капитального ремонта.

Для технического решения 2 капитальный ремонт электростанции будет произведен через 10 лет после начала эксплуатации.

Продолжительность расчетного периода составляет 20 лет после внедрения.

Расчеты показали, что для обоих технических решений реализация энергоснабжения ГРС от автоматизированных ЭК является экономически эффективной, так как ВНД превышает 12% (норма, установленная для объектов энергетики).

Эффектообразующими показателями являются значительное снижение ежегодных расходов на эксплуатацию оборудования, а также необходимость проведения капитального ремонта автономного источника питания для второго рассматриваемого решения.

№	Параметр	Без проекта	С проектом
	<b>Сравнение для решения 2</b>		
1	Длина воздушной линии (ВЛ), км	5	-
5	Установленная мощность котельной, кВт	208	-
8	Установленная мощность КТП 6(10)/0,4 кВ, кВА	10	-
9	Установленная мощность источника бесперебойного питания, кВт	10	-
10	Установленная мощность ДГА, кВт	-	10
11	Установленная мощность воздушного теплового насоса, кВт	-	54,1
12	Энергоемкость аккумуляторной батареи, кВт·ч	-	50
13	Эксплуатационные затраты, % от капитальных вложений в оборудование	5	5
14	Годовой объем потребляемой электроэнергии, кВт·ч	65700	-
17	Объем сжигаемого природного газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	35,67	-
	<b>Сравнение для решения 3</b>		
1	Установленная мощность АИП, кВт	10	-
2	Установленная мощность ДГА, кВт	-	10
3	Установленная мощность воздушного теплового насоса, кВт	-	54,1
4	Энергоемкость аккумуляторной батареи, кВт·ч	-	50
5	Эксплуатационные затраты, % от капитальных вложений в оборудование	5	5
6	Объем сжигаемого природного газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	52,19	-

Таблица 3. Исходные данные для расчета показателей экономической эффективности.



№	Параметр	Для технического решения 1 (сравнение со строительством новой ВЛ)	Для технического решения 2 (сравнение с заменой существующих ЭСН или АИП)
1.	Чистый дисконтированный доход (ЧДД), тыс. руб.	2 912,76	300,75
2.	Внутренняя норма доходности (ВНД), %	17,50%	12,20%
3.	Индекс доходности инвестиций (ИД)	1,17	1,02
4.	Срок окупаемости по ЧДД, лет	9	19

Таблица 4. Показатели экономической эффективности реализации энергоснабжение ГРС от автоматизированных ЭК.

#### Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-1081–2016. Газораспределительные станции. Общие технические требования. — СПб., 2018. 94 с.

2. Инженерная методика проектирования систем электроснабжения автономных энергоэффективных зданий на основе возобновляемых источников энергии/ Обухов С.Г., Давыдов Д.Ю., Белоглазкин А.О./ Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 1. с. 30–42.

3. Сидоренко Г.И., Михеев П.Ю. Оценка энергетической эффективности жизненных циклов энергетических объектов на основе ВИЭ. Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE). 2017;(1-3): С.101-110. Возобновляемые источники энергии.

4. Сила устойчивого развития / под ред. Стивена Пик – М.: МАГ КОНСАЛТИНГ, 2021. – 792 с.

5. Щипачев А.М., Белоусов А.Г., Дмитриева Е.С. Повышение эффективности редуцирования природного газа на газораспределительных станциях // Neftegas.ru, 2020. №3. с. 92–96.

## К ВОПРОСУ ОБ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

*Аверьянов В.К., Тютюнников А.И., Горшков А.С., Юдин А.К., Кравченко Д.П., Мухамбаев А.В., Богданов К.В., АО «Газпром промгаз»*

Методология построения температурных графиков регулирования тепловой нагрузки в системах централизованного теплоснабжения, несмотря на актуальность и многочисленные публикации по этой тематике, не пересматривалась десятки лет.

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 в расчетном режиме эксплуатации позволяет снизить расход сетевой воды в тепловой сети и затраты электрической энергии на транспортировку теплоносителя.

Однако ввиду значительного износа тепловых сетей и ряда иных существующих ограничений [1-5] на источниках систем централизованного теплоснабжения утверждаются так называемые срезки и спрямления (изломы) температурных графиков. Так, например, в Санкт-Петербурге срезки утверждаются, как правило, в диапазоне от 100 до 110 °С, спрямления (изломы) – в интервале 65–70 °С. Т.о., качественное регулирование осуществляется не во всем диапазоне температур наружного воздуха. В зоне срезки это может приводить к «недотопу» помещений, в зоне спрямления – к «перетопу» и соответствующему перерасходу тепловой энергии на отопление.

Анализ исходных данных, поступающих от теплоснабжающих организаций показывает, что для большинства источников тепловой энергии расчетные тепловые нагрузки не превышают 70 % от договорных [6, 7].

Кроме прочего, в балансе тепловых нагрузок потребителей не учитывается увеличение доли бытовых тепловыделений по мере возрастания температур наружного воздуха [8-10].

Осуществление теплоотпуска по утверждаемым графикам регулирования без корректного учета изменяющихся расчетных тепловых нагрузок и бытовых тепловыделений также приводит к перетопу отапливаемых зданий.

Для устранения перерасхода тепловой энергии предложен график регулирования более корректно учитывающий фактические тепловые нагрузки потребителей и внутренние тепловыделения в тепловом балансе зданий.

Предлагаемый авторами график регулирования тепловой энергии позволит уменьшить потребление тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения на 25–30 % при сохранении требуемой температуры внутреннего воздуха вплоть до точки излома температурного графика и соблюдении требуемой кратности воздухообмена в отапливаемых помещениях, в том числе при наиболее холодных температурах внутреннего воздуха.

Сокращение нерационального расходования энергетических ресурсов позволит существенно снизить выбросы источниками тепловой энергии загрязняющих веществ в

атмосферу и улучшить тем самым экологическую обстановку в городах.

#### Литература

1. 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.
2. Кирюхин С. Н., Сеннова Е. В., Шиманская А. О. Оценка данных о технологических нарушениях в тепловых сетях // Энергосбережение. 2018. № 6. С. 22-26.
3. Моисеев Е. Ю. Анализ статистики аварийных ситуаций на тепловых сетях г. Дубна // Системный анализ в науке и образовании. 2015. № 3 (29). С. 11-20.
4. Горшков А.С., Рымкевич П.П. Износ и повреждение тепловых сетей. Решение проблемы качества и надежности энергоснабжения // Энергосбережение. 2019. № 4. С. 50-55.
5. Горшков А.С., Рымкевич П.П. Износ и повреждение тепловых сетей. Решение проблемы качества и надежности энергоснабжения // Энергосбережение. 2019. № 5. С. 62-72.
6. 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.
7. Юферов Ю.В., Артамонова И.В., Горшков А.С. Об анализе тепловых нагрузок потребителей при разработке и актуализации схем теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2017. № 8. С. 32.
8. Ливчак В.И. Уточнение правил перерасчета измеренного теплопотребления на отопление // Энергосбережение. 2020. № 4. С. 44–47.
9. 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.
10. Ливчак В.И. Новая редакция СП 60.13330.2020 не позволяет правильно рассчитать тепловую нагрузку и годовое теплопотребление систем отопления зданий // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. 2021. № 11. С. 64–73.

# ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ИАС КРИИ В СХЕМАХ ТЕПЛО- И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Черненко И.Г., ПАО «ТГК-1»

Мележик А.А., Дерговица А.С., АО «Газпром промгаз»

Совместная работа ПАО «ТГК-1» и АО «Газпром промгаз» по разработке и актуализации схемы теплоснабжения Санкт-Петербурга предопределила создание Информационно-аналитической системы «Комплексное развитие инженерной инфраструктуры» (далее – ИАС КРИИ, Система) [1]. Успешная ее апробация в период с 2020 г. по настоящее время привела к тому, что Система вызвала интерес у Министерства Энергетики, ИОГВ Санкт-Петербурга и структурных подразделений ПАО «Газпром», рассматривается вопрос ее использования в составе единой цифровой платформы ПАО «Газпром», а также при разработке и актуализации программ газоснабжения и газификации регионов, схем водоснабжения и водоотведения городов, программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры [2,3].

Архитектурно ИАС КРИИ (рисунок 1) представляет собой интегрированную среду взаимодействия и общих данных, предназначенную для работы проектных команд и контрагентов в едином информационном пространстве на фоне используемой в работе информации. Система объединяет в своем составе российские программные решения с собственными разработками, адаптированными под законодательство РФ, и особенности проектов по инженерной инфраструктуре.



Рисунок 1 – Архитектура ИАС КРИИ.

Кроме информационной поддержки схемы теплоснабжения Санкт-Петербурга в указанной архитектуре, в 2022 г. такая апробация была выполнена для Генеральной схемы газоснабжения и газификации Челябинской области (Заказчик – региональное Министерство строительства и инфраструктуры).

Прототипами Системы стали ранее использованное решение [2] и популярные программные продукты для проектного управления. Среди общих преимуществ текущей реализации ИАС КРИИ могут быть отмечены:

- Хранение разрабатываемых данных на собственных серверах без передачи третьим лицам.
- Оформление данных в системе и создание необходимых разделов выполняются самостоятельно без привлечения программистов.
- Администрирование также выполняется самостоятельно, и включает настройку прав доступа, создание шаблонов писем, бланков, объектов слоев, настройку интеграции с другими информационными системами и др.
- Имеются инструменты управления проектом во взаимосвязи с данными, включая постановку и контроль выполнения задач, комментирование данных, переписку по рабочим вопросам.

Предпосылками развития ИАС КРИИ являются (на примере схемы теплоснабжения Санкт-Петербурга):

- Циклический (повторяющийся) порядок выполнения работ и унификация структуры схем теплоснабжения, определенные ППРФ №154 и МУ №212.
- Большое количество участников проекта разработки Схемы, включая более 150 ТСО и других РСО (водоканал, ГРО, МРГ), 5 Комитетов Правительства Санкт-Петербурга и 18 Администраций районов, и другие организации, а также население города.
- Большой объем и различное качество входных данных, требующих предварительной обработки, а также оформленных соответствующим образом выходных данных (отчетных материалов), которые по Санкт-Петербургу составляют 127 книг отчетов объемом до 400 страниц в одной книге и суммарным весом файлов около 1,5 Гб, включая формы электронных таблиц и слои ГИС.
- Высокая значимость Схемы в связи с разработкой на ее основе ИП и утверждения тарифов для всех ТСО СПб, обслуживающих в совокупности более 5 млн чел., проживающих и работающих более чем в 30 тыс. зданий Санкт-Петербурга.

Указанное характерно для большинства проектных работ в сферах газо-, водоснабжения и водоотведении, а качественная разработка (актуализация) и экспертиза таких работ требуют программных решений для автоматизированной совместной работы участников проектов.

Основными достигнутыми целями использования ИАС КРИИ является цифровизация материалов проектных документов, с предоставлением участникам проектов единой точки доступа к информации и организация взаимодействия между ними с использованием встроженных инструментов обмена данными и переписки.

Дальнейшими направлениями развития Системы являются вопросы автоматизации расчетов и формирования отчетных форм таблиц, документов и графических ма-

териалов, развитие в составе ИАС КРИИ единой расчетной базы данных по системам теплоснабжения Санкт-Петербурга, интеллектуального анализа данных для поддержки принятия решений с использованием нейросетевых математических моделей, а также подтверждения достоверности сведений ИАС КРИИ за счет использования электронных подписей.

Особое внимание уделяется и вопросам технической поддержки ИАС КРИИ, включающим консультации пользователей, анализ требований по доработкам, производительности и безопасности работы с данными, обслуживание базового программного обеспечения и серверного оборудования. По этим направлениям ведется разработка соответствующих регламентов и обучающих материалов, принимаются соответствующие инфраструктурные и программные решения.

Выводы:

1. Автоматизация программных документов по системам инженерной инфраструктуры регионов и городов актуальна из-за большого количества участников проектов и источников данных, которыми оперируют при разработке.

2. Использование ИАС КРИИ позволяет достигнуть положительных эффектов:

a. Создать единую цифровую среду для взаимодействия и работы с общими данными.

b. Повысить точность работ за счет оперативного выявления конфликтов и противоречий между данными.

c. Сократить время выполнения процессов разработки (актуализации).

d. Повысить удобство использования отчетных материалов для пользователей.

3. Тиражирование ИАС КРИИ способствует переходу на электронный документооборот с передачей проектов и их экспертизой в безбумажном виде.

Литература

1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU2023615859 «Информационно-аналитическая система «Комплексное развитие инженерной инфраструктуры».

2. Юферев Ю.В., Мележик А.А., Мосягин В.Ю., Белов И.С. Информационные технологии в теплоснабжении. Опыт Санкт-Петербурга. Журнал «Инженерные системы» №3, 2017 г.

3. Сухарев М.Г., Тверской И. В. О методологии применения математических моделей нейронных сетей к проблемам нефтегазового комплекса. Журнал «Автоматизация и информатизация в ТЭК» №2(583), 2022 г.

## АНАЛИЗ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

*Пташкин П.А., начальник сектора разработки схем теплоснабжения,  
АО «Газпром промгаз»,*

*Богданов К.В., инженер лаборатории разработки схем энергоснабжения  
АО «Газпром промгаз»,*

*Горшков А.С., д.т.н., заведующий отделом разработки схем и программ развития систем  
энергоснабжения, АО «Газпром промгаз»*

В настоящее время установление и изменение (пересмотр) тепловых нагрузок потребителей осуществляется в соответствии с Правилами [1]. В случае наличия на абонентском вводе в многоквартирный дом (далее – МКД) приборов учета тепловой энергии, тепловая нагрузка потребителя устанавливается на основании единственной утвержденной методики [1, см. Приложение].

Сущность методики [1] заключается в том, что данные, полученные с приборов учета тепловой энергии, отражают в прямоугольной системе координат: по оси абсцисс – среднюю за сутки температуру наружного воздуха [°С], по оси ординат – среднее за сутки часовое потребление тепловой энергии на цели отопления [Гкал/ч]. По отображенным данным находят приближенную функциональную линейную зависимость (простую линейную регрессию, позволяющую найти прямую наклонную линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии) в виде:

$$Q_o = b_0 + b_1 \cdot t_{(н.р.)},$$

где  $b_0$  – сдвиг линейной функции относительно начала координат, Гкал/ч;

$b_1$  – наклон прямой, (Гкал/ч)/°С.

$t_{(н.р.)}$  – расчетная температура наружного воздуха, °С.

Примеры расчета тепловых нагрузок потребителей на основании рассматриваемой методики и анализ полученных результатов подробно представлены в работах [2-6]. Однако данная методика не учитывает влияние кратности воздухообмена в отапливаемых помещениях [7, 8], а также увеличение доли бытовых тепловыделений в тепловом балансе зданий [9, 10] по мере увеличения температур наружного воздуха.

В этой связи существующую Методику установления тепловых нагрузок потребителей [1] следует скорректировать для возможности отдельного установления трансмиссионных потерь тепловой энергии через наружные ограждения и теплопотерь за счет инфильтрации наружного воздуха через неплотности ограждающих конструкций и проветривания.

Результаты выполненного исследования более подробно изложены в работах [8, 11].

## Литература

Приказ Минрегиона РФ от 28.12.2009 № 610. Об утверждении правил установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок.

Борисов К.Б. Влияние качества теплоснабжения на фактические тепловые нагрузки систем отопления и горячего водоснабжения многоквартирных домов. Опыт Кемерово // Энергосбережение. 2021. № 7. С. 58-67.

Юферев Ю.В., Артамонова И.В., Горшков А.С. Об анализе тепловых нагрузок потребителей при разработке и актуализации схем теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2017. № 8. С. 32.

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.

Аверьянов В.К., Юферев Ю.В., Мележик А.А. и др. Теплоснабжение городов в контексте развития активных потребителей интеллектуальных энергетических систем // Academia. Архитектура и строительство. 2018. № 1. С. 78-87.

Аверьянов В.К., Горшков А.С., Васильев Г.П. Повышение эффективности централизованного теплоснабжения существующего жилого фонда // Вестник гражданских инженеров. 2018. № 6 (71). С. 99-111.

Петрущенко В.А. Расчет режимов централизованных систем теплоснабжения в не-проектных условиях // Теплоэнергетика. 2022. № 5. С. 84-99.

Пташкин П.А., Горшков А.С. Оценка влияния кратности воздухообмена помещений на тепловые нагрузки потребителей // Инженерные системы. 2022. № 4. С. 12-18.

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.

Ливчак В.И. Новая редакция СП 60.13330.2020 не позволяет правильно рассчитать тепловую нагрузку и годовое теплоснабление систем отопления зданий // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. 2021. № 11. С. 64–73.

Пташкин П.А., Горшков А.С. Определение адекватных тепловых нагрузок как фактор повышения энергетической эффективности системы отопления МКД: сборник тезисов докладов XI Международного Конгресса «Энергосбережение и энергоэффективность. IT технологии. Энергобезопасность. Экология», Санкт-Петербург, 13-16 сентября 2022 года. – Санкт-Петербург, 2022. – С. 28–38.



## ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ НЕСТАНДАРТНЫХ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАГРУЗКИ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

*Рожков Р.Ю., заместитель главного инженера по режимам теплоснабжения,*

*АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»*

*Кржесинский И.А., Начальник центральной диспетчерской службы*

*АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»*

В представленном докладе описывается несколько способов модернизации схемы теплоснабжения, позволяющих решать задачу обеспечения прироста тепловой нагрузки в зоне снабжения источника тепловой энергии (ТЭЦ) в условиях исчерпания пропускной способности магистральных тепловых сетей без реализации высокочрезвычайных мероприятий, связанных с их реконструкцией, нашедших применение в схеме теплоснабжения от источников филиала «Невский» ПАО «ТГК-1».

Предлагаемые способы можно разделить на две категории по эксплуатационным периодам их реализации:

- Способы обеспечения прироста тепловой нагрузки в условиях отопительного сезона.
- Обеспечение возможности вывода из работы в межотопительном сезоне теплофикационного оборудования неэффективно работающего теплоисточника с замещением его тепловой мощности, направляемой на снабжение потребителей, другим (резервирующим) источником тепловой энергии. Достоинство предлагаемого метода состоит в том, что он обеспечивает возможность такого замещения тепловой мощности даже в случае большой удаленности зоны теплоснабжения от резервирующего источника тепла, когда обычный перевод зоны на резервирующий источник не позволяет обеспечить требуемые гидравлические параметры у потребителей, а также выполнение требований СанПиН по температуре горячей воды, подаваемой на водоразбор.

1. Основной метод обеспечения прироста тепловой нагрузки в отопительном сезоне, предлагаемый в настоящем докладе, может быть реализован только в случае обеспечения прироста в зоне снабжения протяженных тепломагистралей, на которых уже имеются насосно-перекачивающие станции (НПС), причем «головные» участки магистралей - от теплоисточника (ТЭЦ) до НПС являются транзитными. Суть предлагаемого способа обеспечения прироста тепловой нагрузки в этих условиях состоит в изменении (повышении) температурного графика теплоотпуска от ТЭЦ с одновременным внедрением на НПС функции смешения – путем строительства насосной станции смешения (НСС). Таким образом решаются сразу две задачи: повышение температурного графика работы ТЭЦ обеспечивает возможность отпуска от ТЭЦ большей тепловой энергии при

сохранении исходного расхода теплоносителя (гидравлический режим на участке ТЭЦ – НПС, несмотря на увеличение теплоотпуска, не изменяется); а внедрение НСС позволяет осуществить обратную «трансформацию» температурного графика и, тем самым, сохранить неизменным температурный режим снабжения потребителей.

Примером фактической реализации такого способа обеспечения прироста тепловой нагрузки является строительство и ввод в эксплуатацию в 2019 году НСС на территории НПС «Пороховская» Пороховской т/м ТЭЦ-5.

В совокупности с повышением температурного графика на ТЭЦ-5 ввод в работу НСС позволил обеспечить прирост тепловой нагрузки в районе Ржевка-Пороховые, обеспечить возможность увеличения подключенной нагрузки в районе Кудрово до  $\approx 190$  Гкал/ч, а также создало основу для перевода на снабжение от ТЭЦ-5 зоны 1-й Правобережной котельной ГУП «ТЭК СПб» с нагрузкой 137,8 Гкал/ч.

Положительный опыт внедрения описанного метода на Пороховской т/м позволил спланировать его использование в зоне снабжения ТЭЦ-22 – для обеспечения перевода на снабжение от Московской т/м зоны 2-й Фрунзенской котельной ГУП «ТЭК СПб» с нагрузкой  $\approx 109$  Гкал/ч. Ранее для решения этой задачи планировалось осуществить строительство Софийской т/м протяженностью  $\approx 4000$  м (Ду1000), а также выполнить ряд масштабных сопутствующих мероприятий, включая строительство НПС «Софийская», общие затраты на выполнение которых составляют  $\approx 4000$  млн. рублей. Но расчеты показали, что решить задачу вывода из эксплуатации 2-й Фрунзенской котельной с переводом ее зоны снабжения на ТЭЦ-22 можно на порядок меньшими затратами – путем повышения температурного графика на ТЭЦ-22 по Московской т/м с одновременным внедрением функции смешения на НПС «Московская» за счет строительства на этой насосной НСС с производительностью насосов подмеса: 3200 т/ч. В настоящее время проект строительства НСС уже разработан и его реализация планируется на 2024–2025 гг.

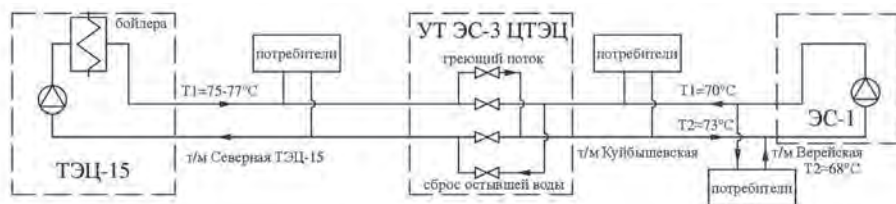
В схеме перевода зоны снабжения 2-й Фрунзенской котельной на ТЭЦ-22 применен еще один нестандартный метод обеспечения дополнительной загрузки Московской т/м без осуществления ее реконструкции. Он заключается в следующем: выделяется локальная зона теплоснабжения, расположенная на границе с зоной снабжения смежного теплоисточника (ТЭЦ-15), и собирается схема теплоснабжения этой зоны, при которой теплоноситель подается в нее по подающему трубопроводу от ТЭЦ-22, а возвращается по обратному трубопроводу – на ТЭЦ-15. При реализации этой схемы дополнительная загрузка ТЭЦ-22 обеспечивается за счет двух эффектов: увеличения подпитки в объеме, соответствующем расходу на отопление (и ГВС) потребителей данной зоны, и создания возможности подключения новых потребителей, вследствие улучшения гидравлического режима в наиболее удаленных зонах снабжения Московской т/м за счет снижения давления в обратных трубопроводах. В качестве такой зоны на границе раздела ТЭЦ-22 и ТЭЦ-15, выбрана зона снабжения т/м 2 Южная на участке от ТК-29 до ТК-38 с расчетной нагрузкой  $\approx 45$  Гкал/ч. Реализация описанной схемы снабжения позволила увеличить максимальную тепловую нагрузку ТЭЦ-22 на  $\approx 90$  Гкал/ч, как за счёт увеличения подпитки на  $\approx 700$  т/ч, так и за счёт перевода части потребителей 1-й

Московской котельной на ТЭЦ-22. При такой схеме возникает проблема с понижением давления в обратных трубопроводах зоны снабжения р/с Квартала 5, которое становится недостаточным для обеспечения залива систем отопления потребителей. Для её решения планируется установить регулятор давления на обратном трубопроводе в ТК-34а т/м 2-я Южная.

2. Предлагаемый метод замещения одного теплоисточника другим (резервирующим) в межотопительном периоде был разработан в процессе решения задачи по обеспечению возможности вывода из работы теплофикационного оборудования ЭС-1 ЦТЭЦ, с замещением ее тепловой мощности, тепловой мощностью ТЭЦ-15. Эксплуатационные зоны снабжения ЭС-1 ЦТЭЦ по Верейской т/м и р/с Прилуцкая (запитана от т/м Куйбышевская) с нагрузкой ГВС  $\approx 7$  Гкал/ч значительно удалены от тепловых сетей, снабжаемых от ТЭЦ-15, при этом нагрузка ГВС этих зон незначительна. При таких параметрах непосредственный перевод на снабжение от ТЭЦ-15 этих зон ЭС-1 ЦТЭЦ приведет к тому, что время транспорта теплоносителя до наиболее удалённых потребителей т/м Верейская и р/с Прилуцкая оказывается  $\approx 22$  часа, в результате чего, сетевая вода в процессе транспорта будет остывать и в точках водоразбора, её температура снижаться ниже санитарной нормы ( $60^\circ\text{C}$ ). При этом поднимать температуру на ТЭЦ-15 выше  $75^\circ\text{C}$  недопустимо из-за ограничений СанПиН, т.к. абсолютное большинство потребителей подключено по схеме открытого водоразбора.

Существует другой способ перевода нагрузки – транспортировать по тепловым сетям от ТЭЦ-15 в обратный коллектор ЭС-1 ЦТЭЦ подпиточную воду для покрытия расхода на открытый водоразбор потребителей, при этом оставить в работе сетевые насосы ЭС-1, которые будут поддерживать необходимый гидравлический режим в зоне снабжения. Однако, такая схема не позволяет обеспечить требуемый СанПиН температурный режим на горячий водоразбор, т.к. передаваемой на ЭС-1 ЦТЭЦ с подпиткой сетей тепловой мощности недостаточно для компенсации тепловых потерь, особенно в ночное время, когда потребление горячей воды резко снижается, в результате чего сетевая вода, циркулирующая в магистральных трубопроводах, остывает ниже санитарной нормы. Анализ этой ситуации показал, что для того, чтобы такая схема была приемлема для использования в условиях длительной эксплуатации, необходимо обеспечить постоянную прокачку по тепловым сетям от ТЭЦ-15 на ЭС-1 ЦТЭЦ греющего потока теплоносителя с температурой  $T_1 \approx 75^\circ\text{C}$  и расходом:  $\approx 700$  т/ч, который обеспечит не только покрытие нагрузки ГВС в зоне ЭС-1, но также компенсирует тепловые потери.

Чтобы обеспечить передачу такого расхода греющего потока на ЭС-1 ЦТЭЦ было



предложено собрать следующую схему на системе перемычек в УТ ЭС-3 - пограничном узле секционирования между зонами обеспечения циркуляции от ТЭЦ-15 и ЭС-1 ЦТЭЦ:

Опытная реализация этой схемы в 2021 году с использованием существующей системы перемычек показала ее эффективность, но в то же время позволила выработать решение по повышению ее эффективности путем реконструкции существующей системы перемычек с увеличением ее пропускной способности и строительства дополнительной перемычки Ду150 на выходных коллекторах ЭС-3 по Сенной т/м, обеспечивающей регулировку сброса охлажденного теплоносителя из зоны ЭС-1 ЦТЭЦ на ТЭЦ-15.

Начиная с межотопительного периода 2022 года, описанная схема стала применяться регулярно в эксплуатационном режиме для повышения общей эффективности работы теплоисточников филиала «Невский» ПАО «ТГК-1».

Положительный опыт применения описанной схемы перевода зоны снабжения ЭС-1 ЦТЭЦ на ТЭЦ-15 позволил в 2022 году разработать аналогичную схему для обеспечения вывода из работы теплофикационного оборудования ЭС-2 ЦТЭЦ с переводом ее тепловой нагрузки на ЭС-1 ЦТЭЦ. Эта схема несколько сложнее, чем схема перевода зоны ЭС-1 ЦТЭЦ, т.к. нагрузка переводимой зоны ЭС-2 существенно больше и составляет  $\approx 43$  Гкал/ч, в связи с чем перемычки для обеспечения транспорта горячего потока от ЭС-1 ЦТЭЦ на ЭС-2 ЦТЭЦ и сброса «охлажденного» теплоносителя из зоны ЭС-2 в обратный коллектор ЭС-1 собираются в трех разных узловых камерах на границе раздела циркуляционных зон этих ТЭЦ. Причём, для повышения эффективности схемы в межотопительном периоде 2023 года в УВСЗ Моховая, 40 была смонтирована дополнительная перемычка Ду 200 для увеличения расхода охлаждённого теплоносителя, возвращаемого из зоны ЭС-2 на ЭС-1, с установкой на этой перемычке гидравлического регулятора давления «до себя», который обеспечивает стабилизацию давления в обратном коллекторе ЭС-2 ЦТЭЦ на уровне  $3,0 \div 4,0$  при реализации такой схемы.

Опыт внедрения этой схемы в августе-сентябре 2023 года доказал её эффективность и возможность при её реализации обеспечить на выходных коллекторах ЭС-2 ЦТЭЦ температуру теплоносителя на уровне  $68-69^{\circ}\text{C}$  при выводе из работы теплофикационного оборудования этой станции и поддержании на ЭС-1 ЦТЭЦ в подающем трубопроводе Куйбышевской т/м температуры теплоносителя в диапазоне:  $75 \div 77^{\circ}\text{C}$ .

## ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

*Кирюхин С.Н., заведующий лабораторией, к.т.н., АО «Газпром промгаз»*

*Шиманская А.О., главный специалист, к.т.н., АО «Газпром промгаз»*

Проблемы обеспечения надежности теплоснабжения потребителей крупных городов носят комплексный характер, обусловленный технологической связанностью, непрерывностью производства, распределения и потребления энергии в системах централизованного теплоснабжения (ЦТ). Моделирование, расчет и анализ связанных процессов позволяет найти комплексное решение путем оценки влияния каждого элемента ЦТ на надёжность теплоснабжения потребителей в целом.

Условно проблемы обеспечения исследований надежности ЦТ можно разделить на две группы:

- общие организационные;
- методологические и технические.

К общим организационным проблемам относятся:

- низкая приоритетность исследований надежности ЦТ;
  - недостаточность обеспечения исследовательских работ;
  - наличие существенных неопределенностей в системе нормирования значений показателей надежности ЦТ;
- отсутствие достоверных данных о фактическом состоянии оборудования ЦТ.

К методологическим и техническим проблемам использования существующих нормированных методов (метод узловых показателей) исследования надежности ЦТ относятся:

- необходимость использования корректных исходных данных: достоверность, актуальность и др.;
- объем исходных данных должен соответствовать объему генеральных выборок;
- невозможность использования различных законов распределения (сейчас используется только экспоненциальное распределение) при статистическом анализе исходных данных;
- невозможность определения приоритетности (значимости) элементов в структуре сложной системы;
- отсутствие возможности оценки и прогнозирования рисков;
- невозможность использования параллельных вычислений, последовательное выполнение алгоритмов расчета, что приводит к значительным затратам машинного времени;
- отсутствие автоматизации импорта исходных данных и актуализации электронных моделей систем;
- существенные ограничения применения авторских программных продуктов.

С целью решения некоторых из указанных проблем в АО «Газпром промгаз» выполнена проверка возможности использования логико-вероятностного метода (ЛВМ) для анализа и оценки надежности СЦТ. При этом решались следующие задачи:

1. Моделирование отказов и оценка надежности СЦТ нормированными методами.
2. Моделирование отказов и оценка надежности СЦТ с помощью ЛВМ. 79
3. Анализ результатов моделирования.
4. Разработка стратегии использования ЛВМ.

Решение задач осуществлялось в три этапа.

На первом этапе моделирования отказов и оценки надежности СЦТ нормированными методами разработана расчётная схема, подготовлены и введены исходные данные, рассчитаны узловые показатели надежности и получены результаты моделирования в геоинформационной системе «ZuluTermo».

На втором этапе моделирования отказов и оценки надежности СЦТ логико-вероятностным методом разработана расчётная схема, подготовлены и введены исходные данные, выполнен расчет в программном комплексе «АРБИТР». В отличие от результатов первого этапа, на этом этапе рассчитаны не только вероятности безотказной работы и вероятности отказов. Определены значимости элементов в структуре системы, получены прогнозы изменения вероятностей отказов и коэффициентов готовности системы в перспективном периоде эксплуатации.

На третьем этапе решения поставленных задач выполнено сравнение результатов моделирования, определены причины несоответствия оценок, а также приняты решения о возможности и специфике использования ЛВМ при моделировании отказов в СЦТ.

В результате выполненных в АО «Газпром промгаз» исследований определены основные направления использования ЛВМ при оценке надежности СЦТ:

1. Прогнозирование отказов (аварий) в кратко, средне и долгосрочном периодах эксплуатации с учетом индивидуальной специфики функций распределения плотности (интенсивности) отказов оборудования СЦТ.
2. Определение значимости (рангов), положительных и отрицательных вкладов элементов в надежное функционирование СЦТ с разработкой рекомендаций по приоритетному планированию ремонтов оборудования.
3. Исследование и оптимизация структуры изолированных (локальных) СЦТ.
4. Решение задач обеспечения межсистемного резервирования двух и более изолированных (локальных) СЦТ.

## ПРОГРАММНЫЙ ДИАГНОСТИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ФОРМИРОВАНИЯ РЕКОМЕНДАЦИЙ В АДРЕСНУЮ ПРОГРАММУ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

*Чубинский В.О., ведущий инженер, ООО АП «ДИССО», main@disso.spb.ru*

*Рондель Д.А., инженер, ООО АП «ДИССО», main@disso.spb.ru*

Доклад посвящен описанию практической реализации диагностического модуля: получению, обработке, систематизации и хранению большого количества используемых входных данных. Также предложены подходы к его развитию с использованием современных информационных технологий.

Актуальность создания диагностического модуля обусловлена необходимостью обработки, систематизации и хранения большого количества разноплановой информации, необходимой для оценки эксплуатационного состояния тепловых сетей и принятия решения об очередности проведения капитальных ремонтов, и требует наличия специального программного обеспечения, позволяющего с максимальной эффективностью использовать материалы инструментального обследования тепловых сетей и имеющиеся статистические сведения.

На предприятии «ДИССО» разработан диагностический модуль, который позволяет рассчитывать параметр «Вероятность отказа» для каждого участка тепловой сети и на его основании формировать Адресную программу ремонтных работ.

Вероятностная модель основывается на следующих показателях:

- состояние изоляционного покрытия труб на основе данных тепловой аэро съемки;
- степень коррозионного поражения труб на основе электрометрических измерений;
- степень агрессивного воздействия внешней среды, рассчитанная как количество дефектов/(км\*год);
- срок эксплуатации участка тепловой сети.

Программный модуль реализован в виде плагина в геоинформационной системе (ГИС) ZULU. По оценке специалистов ГУП «ТЭК СПб», методика характеризуется высокой достоверностью (не ниже 70%).

Однако существующий модуль обладает рядом недостатков, а именно:

- процесс определения значений весовых коэффициентов параметров происходит в полуавтоматическом режиме;
- текущая реализация диагностического модуля не позволяет изменять список используемых параметров и их характеристики;
- текущая версия диагностического модуля работает только в ГИС ZULU, что ограничивает возможности использования модуля;

- есть проблемы с некачественными и неполными входными данными.

В результате были выработаны функциональные требования к разработке новой версии программного комплекса, а именно:

- Программный комплекс должен быть реализован в виде набора WEB-сервисов (иметь модульную структуру) с открытыми программными интерфейсами, что позволит гибко использовать только нужные модули и подключать их к внешним информационным системам;
- Предварительная обработка данных и расчет весовых коэффициентов должны проводиться автоматически;
- Наличие возможности гибкой работы с параметрами, например, изменение градаций параметров. Эта информация должна содержаться в базе данных в виде метаданных и использоваться диагностическим модулем динамически («на лету»).
- Внедрение модуля Сбора данных, реализующего определенные регламенты, позволит повысить качество исходных данных.

Таким образом, реализация нового программного комплекса позволит снизить трудозатраты и повысить скорость расчета при выдаче рекомендаций в Адресную программу ремонта, а также положительно скажется на повышении достоверности выданных рекомендаций за счет гибкой работы с параметрами расчета и улучшении качества исходных данных.



## КОМПЛЕКСНАЯ ОЧИСТКА НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

*Кириленко В.И., Тучков В.К.*

*Военный институт (инженерно-технический) Военной академии материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева,  
komrad.kirilenko2010@yandex.ru, ekotehtek-spb@mail.ru*

При функционировании теплоэнергетических объектов (котельных) задача снижения загрязнения окружающей среды выбросами, сбросами и отходами является приоритетной. На некоторых котельных имеется обратное водоснабжение, но на большинстве оно отсутствует, что приводит к неизбежному сбросу сточных вод в окружающую среду, что приводит к росту количества и суммы платежей за загрязнение окружающей среды.

Эксплуатация мазутных хозяйств отопительно-производственных котельных сопровождается образованием значительного количества нефтесодержащих (замазученных) вод, которые в настоящее время не подвергаются дальнейшему использованию, а собираются в накопительные емкости и, как правило, в дальнейшем сдаются на специализированные полигоны.

Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами, представлены в основном сточными водами мазутных хозяйств следующих видов:

1. отстойные воды из мазутных резервуаров;
2. загрязненный мазутом конденсат;
3. вода от дренажных насосов мазутного хозяйства, мазутонасосной и от маслохозяйства;
4. обмывочные воды от мытья сливных эстакад и площадок, полов производственных помещений;
5. воды с загрязненных поверхностей эстакад и сливных площадок из колодца сбора ливнестоков [1, 2, 3].

В Военном институте (инженерно-техническом) накоплен многолетний опыт по очистке нефтесодержащих (замазученных) сточных вод и дальнейшему их использованию для восполнения потерь воды на собственные нужды и процессы теплоэнергетических объектов МО РФ путем возврата для этого части очищенных сточных вод. Для решения этих проблем специалистами института разработана ресурсосберегающая технология очистки нефтесодержащих сточных вод (замазученных вод мазутных хозяйств котельных), получившая условное название «СКОН-ГРИН» (рис. 1) [4, 5].

«СКОН-ГРИН» является результатом многолетних теоретических и экспериментальных исследований. Ее работа проверена в реальных условиях эксплуатации на теплоэнергетических комплексах военного и гражданского назначения.

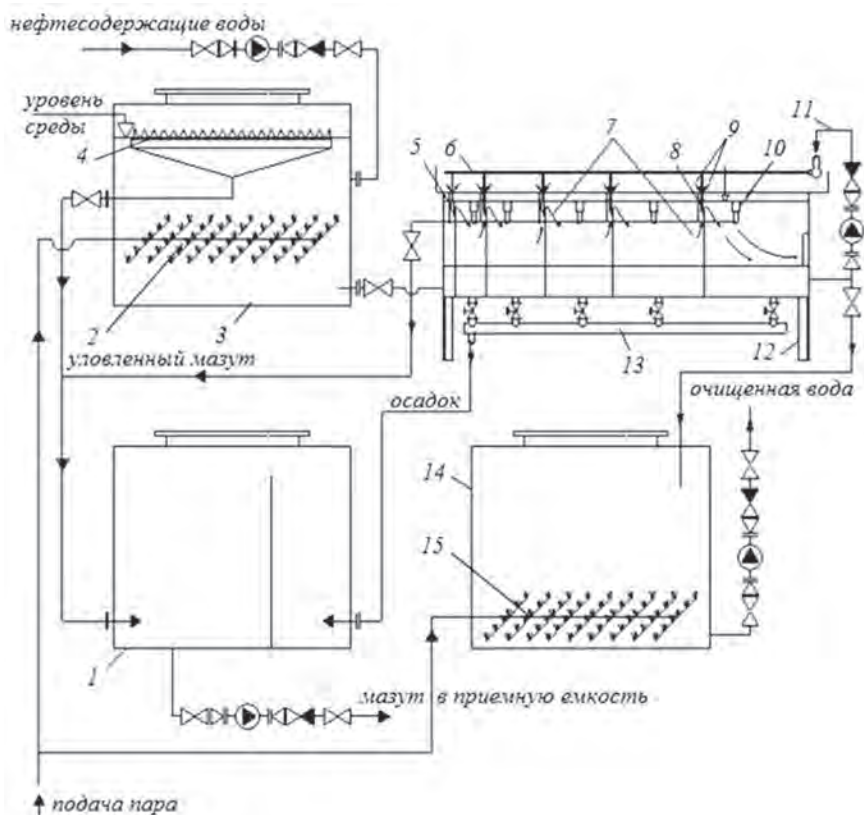


Рис. 1. Принципиальная схема системы комплексной очистки нефтесодержащих сточных вод «СКОН-ГРИН»:

1 – приемная емкость выделенного мазута (нефтепродуктов); 2, 15 – перфорированный распределитель пара; 3 – приемная емкость нефтесодержащих сточных вод; 4 – пороговый скиммер с зубчатой приемной частью; 5 – струйно-аэрационная флотационная установка (патент РФ № 2448050); 6 – коллектор; 7 – путь рециркуляции очищенной воды; 8 – щелевой канал; 9 – эжектируемый воздух; 10 – водовоздушные эжекторы; 11 – рециркуляция очищенной воды; 12 – опорные стойки; 13 – труба удаления осадка; 14 – приемная емкость очищенной воды

Система комплексной очистки нефтесодержащих сточных вод мазутных хозяйств теплоэнергетических объектов предназначена, как для газовых котельных (резервное топливо), так и для котельных использующих мазут М100, как основное топливо и относится к ресурсосберегающим системам природоохранного (экологического) назначения. Система обеспечивает повышение экономичности, надежности, маневренности объектов ТЭК с паровыми и водогрейными котлами среднего и низкого давления от-

еественного и импортного производства при работе на отечественном мазуте [3, 5].

Система «СКОН-ГРИН» разработана для выделения из сточных вод объектов ТЭК топливных остатков, отработанных масел и других нефтеотходов с целью их дальнейшей утилизации и огневого обезвреживания в топках котлов в составе топливной смеси.

Это готовый комплекс сооружений очистки сточных вод от механических и взвешенных загрязнений, нефтепродуктов и ПАВ. Оборудование комплекса наземного исполнения, и может быть установлено как в помещениях капитальных строений, так и в перспективе в блок-контейнерах на открытых площадках или на базе шасси передвижных средств.

Система «СКОН-ГРИН» позволяет осуществить:

- максимальное извлечение ценных нефтепримесей для использования их по назначению;
- повторное применение очищенных сточных вод для технических нужд и процессов теплоэнергетических объектов;
- очистку нефтесодержащих сточных вод до норм сброса в городскую канализацию и природные водоемы;
- минимальный сброс сточных вод в водоём в соответствии с действующими нормативами [3, 6].

В комплектации системы «СКОН-ГРИН» реализованы различные методы очистки сточных вод:

1) в приемной камере 3 очищаемые нефтесодержащие воды барботируются паром через перфорированный распределитель 2, что позволяет максимально выделить из них и обеспечить всплытие нефтепродуктов (отходов) на поверхность очищаемой жидкости;

2) для сбора плавающих нефтепродуктов с поверхности жидкости используется механическое устройство — пороговый (барьерный) скиммер нефтепродуктов с зубчатой приемной частью 4, принцип работы которого основан на разнице в плотностях нефти и воды. Зубчатый порог пропускает верхний слой с нефтепродуктами, отделяя их от основной части воды. Отделенные нефтепродукты сливаются в емкость для сбора, из которой поступают на обработку и огневого обезвреживание;

3) обработанная в барботажной емкости вода поступает в струйно-аэрационную флотационную установку 5, в которой завершается очистка воды от эмульгированных масел и нефтепродуктов. Загрязнения захватываются мелкими пузырьками воздуха, образуя флотационную пену, которая удаляется с поверхности зеркала воды и далее в безнапорном режиме отводится в емкость сбора выделенных нефтеотходов 1. Очищенная вода самотеком поступает в накопительную емкость 14, после чего подается на основные очистные сооружения или используется повторно для собственных нужд котельной [5].

По физико-химическим показателям нейтрализованные и очищенные от нефтепродуктов воды отвечают требованиям, предъявляемым к технической воде, подаваемой на технические и технологические нужды котельных и ТЭЦ. Это позволяет сократить отбор воды из водоема, а очищенные стоки вернуть в технологический оборот.

## Литература

1. Иванов В.Г., Черников Н.А. «Водоотводящие системы промышленных предприятий» / В. Г. Иванов, Н. А. Черников; Федеральное агентство ж.-д. трансп., Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования Петербургский гос. ун-т путей сообщ., Санкт-Петербург, 2007. (2 перераб. и доп. изд.).
2. Иванов В.Г. «Методы очистки хозяйственных и промстоков от нефтепродуктов при их малой концентрации» Вода и экология: проблемы и решения. 2000. № 1 (2). С. 25-28.
3. Иванов В.С., Печейкина А.И., Русанова Е.В., Ахтямов Р.Г. «Очистка сточных вод на нефтеперерабатывающих заводах». В сборнике: Транспорт: проблемы, идеи, перспективы. Сборник трудов LXXXIX Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2019. С. 135-139.
4. Кириленко В.И., Тучков В.К., Беликов Д.З. Повышение экологической безопасности и эффективности использования мазутных хозяйств теплоэнергетических объектов МО РФ // Актуальные проблемы военно- научных исследований: сборник научных трудов 2(14), СПб: изд-во Политехнического университета, 2021 – С. 140-148.
5. Кириленко В.И., Тучков В.К. Система комплексной очистки нефтесодержащих сточных вод из котельных МО РФ. Перспективы развития эксплуатационного содержания фондов Министерства обороны РФ. Сборник статей форума «Армия 2021»/СПб: ВА МТО, 2021. – С. 84-91.
6. Луценко М.М., Постнова Е.В., Русанова Е.В., Шабалихина А.Д., Щукин В.В. «Определение экологических рисков очистных сооружений». В сборнике: Новые достижения в области водоснабжения, водоотведения, гидравлики и охраны водных ресурсов. Сборник статей Международной научно-практической конференции, посвящённой 210-летию со дня основания Петербургского государственного университета путей сообщения Императора Александра I. ответственный за выпуск О.Г. Капинос. 2021. С. 69-74.
7. ГОСТ 10585-99 «Топливо нефтяное. Мазут».

## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СХЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДОВ

*Газизов Ф.Н., к.т.н., технический директор ООО «Невская Энергетика»,*

*Кикоть Е.А., к.т.н., генеральный директор ООО «Невская Энергетика»*

Состав проектов схем водоснабжения и водоотведения регламентирован Правилами разработки и утверждения схем водоснабжения и водоотведения, утв. постановлением Правительства от 05.09.2013г. №782 «О схемах водоснабжения и водоотведения» (далее – Правила). Несмотря на это, в зависимости от особенностей каждого конкретного города, подход к решению задачи по разработке или актуализации такого проекта может быть разным в силу ряда причин. Ключевых особенностей может быть множество, и в рамках данной статьи выделены лишь несколько наиболее часто встречающихся, связанных с численностью населения каждого рассматриваемого города.

Пунктом 11 Правил закреплена возможность не разрабатывать в рамках создания (актуализации) схемы водоснабжения и водоотведения (далее – Схема ВиВ) электронные гидравлические модели сетей для городов с численностью населения менее 150 тыс. человек.

В силу того, что на сегодняшний день отсутствуют методические рекомендации (или иные пособия), разъясняющие положения Правил (в отличие от проектов схем теплоснабжения), разработчик Схемы ВиВ и заказчик работ делают ошибочные выводы о том, что в рамках выполнения работ не требуется выполнять гидравлический расчет. Однако, на поверку становится очевидным тот факт, что при отсутствии гидравлического расчета существующего состояния систем ВиВ и формировании планов перспективного развития, невозможно достоверно и полноценно сформировать перечень мероприятий (как минимум в части линейных объектов) и, тем более, их обосновать.

Впоследствии это приводит к некорректным расчетам финансовой модели ввиду занижения либо завышения объемов финансирования относительно необходимых в действительности, а зачастую – и к финансированию ненужных для систем мероприятий.

Второй особенностью, также связанной с численностью населения, являются ограничения, связанные с оборотом информации, используемой в Схемат ВиВ. Эти ограничения продиктованы Указом президента от 30.11.1995 №1203 «Об утверждении Перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», а также Законом РФ от 21.07.1993 №5485-1 «О государственной тайне» (и подзаконными актами).

В свою очередь, это приводит к тому, что исходные данные для разработки (актуализации) Схем ВиВ городов с численностью населения 200 тыс. человек и более может получить только исполнитель, обладающий соответствующей лицензией. Таким образом, часть разработчиков схем ВиВ не имеющих лицензию, просто не могут разработать гидравлическую модель систем ВиВ.

В результате, если в процессе создания (актуализации) Схемы ВиВ не разрабатывается гидравлическая модель, то заказчик работ получает результат низкого качества, который в большинстве случаев даже полноценно не проверить. Поэтому выполнение работ по гидравлическому моделированию крайне важная часть разработки (актуализации) Схем ВиВ.

Далее рассмотрим особенности гидравлического моделирования с применением программно-расчетных комплексов и наиболее распространенные ошибки разработчиков при выполнении работ.

Для полноценного изучения «поведения» гидравлической модели систем ВиВ недостаточно внесения «стандартных» данных, таких как диаметры, материал, протяженности и др. Существенное влияние на фактический режим работы системы оказывают такие аспекты как зарастание трубопроводов (заиливание коллекторов), фактическое зонирование систем, фактический водоразбор абонентами (в отличие от договорного/расчетного) и коэффициент неравномерности водопотребления.

Зарастание трубопроводов имеет место практически во всех существующих системах водоснабжения РФ, и в основном зависит от срока эксплуатации трубопроводов, а также от состава воды, подаваемой в сеть. Чем дольше эксплуатируются водопроводные сети и чем выше показатели по взвешенным веществам, карбонату кальция и солям железа, тем больше зарастание трубопроводов.

Принимая во внимание тот факт, что зарастание квадратично снижает проходное сечение трубы, а скорость течения воды в трубе линейно увеличивается при уменьшении сечения, линейные потери напора по мере зарастания трубопровода существенно возрастают. Это явление определяет один из факторов необходимости калибровки электронной модели под сложившиеся (фактические) условия каждой отдельной системы.

Еще одним важным аспектом гидравлического расчета является достоверная информация о зонировании системы водоснабжения. Зачастую существуют действующие (как правило, небольших диаметров) перемычки между зонами влияния насосных 2 и 3 подъемов, при которых существует «условно-постоянный» переток воды из зоны повышенного давления в зону пониженного. При отсутствии информации о подобных фактах добиться положительных результатов калибровки гидравлической модели не удастся.

Немаловажными параметрами при проведении гидравлического расчета является фактический расход воды потребителями, а также его неравномерность в течение суток. Расходы воды и часовая неравномерность напрямую влияют на скорость течения воды в трубе и, следовательно, на потери напора в системе. Так, в определенные периоды суток могут стабильно проявляться проблемы с недостаточным свободным напором у абонентов, особенно на последних этажах многоэтажных зданий, при этом в любые другие периоды времени проблем с напором воды может и не быть.

Вышеперечисленные особенности разработки Схем ВиВ и электронных гидравлических моделей в частности существенным образом влияют на возможность формирования корректного списка мероприятий, направленных на борьбу с недостаточным

свободным напором у абонентов, с ограничениями подачи воды в часы пикового водоотбора, с ненаполнением резервуаров чистой воды и другими проблемами эксплуатируемых систем ВиВ.

К дополнительным преимуществам наличия корректной электронной гидравлической модели можно отнести возможность проведения расчета резерва пропускной способности системы водоснабжения, в результате которого есть возможность визуализировать (в виде цветовой шкалы) объемы дополнительного (возможного) водоотбора в каждой точке сети. Это позволяет оценить территории перспективной застройки на предмет возможности обеспечения их требуемыми объемами воды без нарушения гидравлического режима существующих абонентов, и существенно упрощает выдачу технических условий на подключение. Это лишь один из немногих примеров прикладного использования корректной гидравлической модели на практике.

Очевидно, что рассмотренные выше параметры не являются справочными данными, что приводит к определенным трудностям при калибровке электронной модели. В этой связи возникает вопрос, из каких источников (а точнее, каким образом) можно получить нужные параметры. Наиболее целесообразным вариантом получения перечисленных параметров является проведение технического обследования в соответствии с требованиями приказа Минстроя РФ от 05.08.2014 № 437/пр, которым предписано проведение технического обследования систем ВиВ не реже 1 раза в 5 лет, по результатам которого должны быть определены показатели технико-экономического состояния объектов систем ВиВ, в том числе и обозначенные ранее.

Подводя итог, следует отметить, что гидравлический расчет (в частности калибровка под фактический режим и состояние системы) – достаточно трудоемкая задача с множеством неизвестных, среди которых, так или иначе приходится выбирать параметры, для которых принимаются допущения. Как и в любой другой «инженерной задаче», важно выбрать перечень допущений, которые не окажут существенного влияния на результат, но при этом ощутимо сократят трудозатраты на выполнение задачи. В данной статье авторы, опираясь на свой опыт, предложили перечень параметров, которыми не следует пренебрегать для получения достоверного результата гидравлического моделирования, выявления «узких мест», последующего формирования корректного перечня мероприятий и качественной схемы ВиВ в целом.

# СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТЕПЛОПРОВОДОВ ПО МЕТОДИКЕ ООО АП «ДИССО»

*Пащенко А.Е., технический директор, ООО АП «ДИССО», main@disso.spb.ru*

*Клюшник А.Д., инженер, ООО АП «ДИССО», main@disso.spb.ru*

Доклад посвящен проблематике оценки эксплуатационного состояния подземных теплопроводов на основе материалов инструментального обследования диагностическими методами неразрушающего контроля и имеющихся статистических данных.

Предприятие «ДИССО» (Дистанционные Исследования Среды Обитания) создано в 1990 году с целью проведения оперативного инфракрасного обследования городских тепловых сетей методом тепловой аэросъемки. В настоящее время ООО АП «ДИССО» занимается разработкой и внедрением методов и средств неразрушающего контроля объектов теплоэнергетики. За 33 года специалистами «ДИССО» в нескольких десятках городов суммарно обследовано методом тепловой аэросъемки более 100 000 км подземных теплопроводов, выполнено инструментальное обследование не менее 200 000 кв. м. ограждающих конструкций зданий и сооружений, более 100 дымовых труб ТЭЦ и котельных. На основе накопленного производственного опыта, с учетом выполненных лабораторных исследований и теоретических расчетов, а также тщательного изучения основных причин возникновения отказов в тепловых сетях, разработана методика ООО АП «ДИССО» для оценки эксплуатационного состояния подземных теплопроводов, суть которой излагается в настоящем докладе.

В докладе дан краткий обзор широко используемых в настоящее время методов неразрушающего контроля состояния тепловых сетей, показана целесообразность применения комплексного подхода к подбору методов и средств диагностирования подземных теплопроводов.

Основная часть доклада посвящена изложению разработанного ООО АП «ДИССО» системно-модельного подхода к прогнозированию эксплуатационного состояния подземных теплопроводов. Представлены физические основы, методология выполнения диагностических работ и способы обработки материалов инструментального обследования. Показан способ ранжирования участков тепловых сетей по степени надежности с использованием вероятностного параметра «Вероятность отказа»  $PS(u)$  и способ оценки достоверности прогноза.

В заключительной части доклада приводятся аналитические сведения, полученные при диагностировании подземных участков тепловых сетей в Санкт-Петербурге. По многолетнему опыту работ, при выполнении полномасштабного инструментального обследования подземных теплопроводов по методике ООО АП «ДИССО» в режиме мониторинга, а также при получении корректной статистической информации, достоверность прогноза состояния тепловых сетей оценивается на уровне не менее 70%.



Обоснован вывод, что рекомендации в Адресную программу ремонтных работ должны формироваться исключительно на основании оценки эксплуатационного состояния подземных теплопроводов, с помощью современной информационной системы, в которую автоматически должна поступать, содержаться и в дальнейшем трансформироваться во внутренний расчетный Диагностический модуль вся доступная информация, для определения прогнозно-вероятностных показателей (параметр «Вероятность отказа»).

## ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА СЕТЕЙ ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО СТОКА

*Игнатчик В.С., Ещенко А.Н., Военная академия материально-технического обеспечения*

В последнее десятилетие участились случаи подтоплений территорий населенных мест в периоды выпадения интенсивных дождей. Очевидно, что такие события происходят вследствие либо отсутствия систем отведения поверхностного стока или превышения фактических нагрузок над проектными, либо низкой эффективности работы данных систем из-за ряда причин. Очень важными из них является несовершенство нормативно-методической базы и изменение климата. Здесь под нормативно – методической базой понимаются нормативные методики гидравлического расчета сетей и сооружений систем водоотведения поверхностного стока, приведенные в ТУиН 141-56, СНиП II-Г.6-62, СНиП II-32-74, СНиП 2.04.03-85, СП 32.13330.2012, СП 32.13330.2018. На основании этой нормативной базы при проектировании применялся, и продолжает применяться метод «пределных интенсивностей». Поэтому в городах России все еще продолжают эксплуатироваться сети водоотведения, запроектированные практически по всем перечисленным документам, поскольку сроки службы сетей, как правило, больше 50-ти лет. Вследствие этого, проблема несовершенства нормативно-методической базы носит системный характер.

Суть недостатка рассматриваемой нормативно – методической базы, разработанной для гидравлического расчета сетей водоотведения поверхностных сточных вод и регулирующих резервуаров, заключается в том, что в нашей стране до настоящего времени применяется методологический аппарат, основы теории которого [1 - 5] разработаны в прошлом веке с учетом ряда допущений. С одной стороны, их можно назвать вынужденными в силу ограниченных вычислительных возможностей того периода истории. С другой стороны, – соответствующими времени разработки, характеризующегося более мягкими требованиями к охране окружающей среды. Основными допущениями являются:

Нарастание площадей стока по длинам рассчитываемых коллекторов осуществляется равномерно [1].

Профиль расчетного дождя может быть любым при условии, что его максимальная средняя интенсивность за расчетный период времени  $\tau_c$  добегания стока будет равна нормативной, определяемой с учетом значений климатических параметров, см. ТУиН 141-56, СНиП II-Г.6-62, СНиП II-32-74, СНиП 2.04.03-85, СП 32.13330.2012, СП 32.13330.2018.

Гидрограф стока, под которым понимается изменение во времени расхода воды, при гидравлическом расчете сетей может быть любым. Важным является только его максимальное значение, которое используется для выбора диаметра, наполнения и уклона труб.

Гидрограф стока при гидравлическом расчете регулирующих резервуаров [5, 6, 7] не может быть любым, он принимается из расчета хода дождя с максимумом в начале.

Определена степень влияния перечисленных допущений [8]. В результате установлено, что при выпадении реальных фактических дождей с ходами, отличными от аналитического, а также дискретным равномерным нарастанием площадей стока, фактические расходы на участках увеличиваются примерно на 75%. И с учетом изменения фактических параметров расчетных дождей за счет изменения климата (примерно на 9% [9]), общее увеличение при периоде однократного превышения расчетной интенсивности дождя  $p=1$  превысит 80%.

### Литература

1. Горбачев П.Ф. Методы расчета ливневого стока / П.Ф. Горбачев – «Власть Советов» при Президиуме ВЦИК, Москва – 1937.

2. Сурин А. А. Учет емкости сети при расчете дождевой канализации. «Коммунальное дело», № 5, 1930.

3. Зак Г.Л. Гидравлические основы расчета канализационных сетей. // Главная редакция строительной литературы. Москва-Ленинград, 1935. 173 с.

4. Белов Н.Н. Расчет дождевой канализационной сети. // Издательство НКВД, Москва, 1931. 64 с.

5. Молоков М.В., Шигорин Г.Г. Дождевая и общесплавная канализация / М.В. Молоков, Г.Г. Шигорин – издательство Министерства коммунального хозяйства РСФСР, Москва – 1954.

6. Алексеев М.И., Курганов А.М. Организация отведения поверхностного (дождевого и талого) стока с урбанизированных территорий / М.И. Алексеев, А.М. Курганов: Учеб. Пособие. – М.: Изд-во АСВ; СПб.: СПбГАСУ. – 2000.

7. Рекомендации по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты. Дополнение к СП 32.13330.2012 «Канализация. Наружные сети и сооружения» (актуализированная редакция СНиП 2.04.03-85). – М., ОАО «НИИ ВОДГЕО», 2014. 89 с.

8. С. Н. Волков, М. Ю. Лукьянчук, А. И. Житенев, О. Н. Рублевская, В. В. Ерофеев, В. С. Игнатчик, С. Ю. Игнатчик, Н. В. Кузнецова. Системы отведения поверхностного стока: проблемы и решения (в порядке обсуждения). Водоснабжение и санитарная техника. 2022. № 7. С. 53-58.

9. Игнатчик В. С., Игнатчик С. Ю., Кузнецова Н. В., Феськова А. Я. Влияние изменений климата на гидравлические режимы систем отведения поверхностного стока / Вода и экология: проблемы и решения. 2020. № 4 (84). С 50 – 57.

## ИНТЕРАКТИВНЫЕ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ГИС СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СЕТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

*Покорный С.Г., директор ООО «АТМ»*

\*Сквозной анализ данных телеметрии для управления режимами и мероприятиями на объектах теплоснабжения на основе пространственных моделей ZuluGIS в Геопортале GEOLeMax ATM®.

### 1. Проблема:

В управлении режимами теплоснабжения участвуют службы источников теплоснабжения и тепловых сетей, а принимаемые ими решения фиксируются измерительными приборами и анализируются подразделениями перспективного развития.

Основные сложности в управлении систем тепло- и водоснабжения заключаются в разобщенности служб АСУ ТП, ГИС, диспетчеризации и коммерческого учета:

- Отсутствие взаимодействия данных, разрозненные и дублирующие друг друга базы данных технологических объектов и систем.
- Аварийная Диспетчерская Служба, как правило, опирается на данные АСУ ТП, и не имеет синхронизированного доступа к данным паспортизации объектов и сетей, пространственной модели сети; в оперативном доступе АДС нет информации об объектах и элементах сетей: топология сети, балансовая принадлежность, материал изготовления, даты ввода в эксплуатацию, режимы эксплуатации, информация о проводившихся ремонтах, накопленных авариях и пр.
- Система АСУ ТП не располагает аналитическим материалом расчета параметров учетом данных моделирования сети, прогнозирования и учета состоявшихся аварий и событий.
- АДС не имеет пространственного представления актуальной ситуации сетей и объектов, аварий и действующих ситуаций в режиме On-line: недоступна топология повреждений, визуализация распространения аварийных состояний, попадающие под отключение, активные зоны действия гидрантов, визуализация проблемных участков и пр.
- Работа службы ГИС сводится к накоплению данных объектов, паспортизации, виртуальному, закрытому моделированию процессов. Создание рабочей модели - трудоемкий и длительный процесс, всегда сопровождающийся ошибками ввода, недокументированными особенностями оборудования, отсутствием полноты данных о сети и технологических объектах.
- Разобщенность со службой АСУ ТП, отсутствие достоверных подтверждающих инструментальных данных от реальных измерительных приборов и систем, интегрированных в расчетную модель, влечет моделирование в рабочей модели с неутвержденной адекватностью. Как следствие - некорректность расчетов по гидравлике, конструкторских расчетов и пр.

## 2. Решение:

В поиске решений компания АТМ сосредоточила усилия не на создании «очередной системы диспетчеризации», а на реализации интегрированной системы комплексного управления технологическими объектами и сетями, решении, объединяющем инструментальные данные и пространственную модель сетей.

Еще в 2013 году АТМ и компания «Политерм» завершили совместную разработку плагина для ГИС Zulu, который впервые позволил пользователям получать в математическую модель сетей исходные данные от реальных измерительных приборов и систем для расчетов из сервиса онлайн мониторинга объектов «АТМ» с последующим отображением реального состояния сетей. Получен сертификат совместимости компании «Политерм»; проект компании АТМ «Интернет-Диспетчерская» ЕКС.рф» завоевал серебряную медаль на XIX Международной выставке «Высокие технологии, инновации, инвестиции».

Техническое решение обеспечивает доступность On-line для визуализации работы АДС архивных данных для моделирования и выявления реальных причин уже состоявшихся ранее аварий (сервис «Машина времени»), автоматизированную загрузку суточных неравномерностей, классов и т.п. для обеспечения достоверности верификации модели, гидравлических и конструкторских расчетов и пр.

На этой основе были созданы крупные системы АТМ: система мониторинга сетей теплоснабжения пол-ва Крым (13 городов), система мониторинга и управления всех сетей централизованного водоснабжения Крыма (13 городов), Ситуационный центр Казахстана по теплоэнергетике (Комитет атомного и энергетического надзора и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан) и др.

Развитием технического решения стал созданный в 2023г. АТМ Геопортал GEOLEmax АТМ®.

Основой платформы виртуализации GEOLEmax АТМ® является ZuluGIS: GEOLEmax АТМ® полностью совместим с ZuluGIS, использует возможности пространственного построения и обработки данных ZuluGIS, обеспечивает работу «Интерактивной диспетчерской системы».

GEOLEmax АТМ® – комплексная система управления для больших ресурсоснабжающих организаций, имеющих разветвленную филиальную сеть, приводящая к упрощению взаимодействия между подразделениями и реализующая ранее недоступные функции:

- Совмещение реальных данных о режимах работы теплосистемы с синхронизированной пространственной визуализацией предоставляет АДС оперативную On-line картину о топологии повреждений, распространении аварийных состояний, отключенных потребителях и много другое.
- Технологическая информация АДС дополняется полными актуальными данными реквизитов объектов и сетей из ZuluGIS: расчетные величины, данные о конструкции, балансовой принадлежности, арматура и много другое.
- Мониторинг технологических параметров в АДС и АСУ ТП кроме самостоятельного прямого сбора данных с измерительных приборов дополнен возможностью

использования расчётных значений математической модели ZuluGIS («Обратный экспорт»).

- Ежегодное выполнение расчетов гидравлического и температурного режимов работы по каждой тепломагистрали, для отопительного периода и межотопительного сезона использует большое количество инструментальных данных от реальных измерительных приборов, тепловычислителей и систем. Коррекция изменения режима работы энергоисточников происходит с учетом статистических, архивных и On-line данных.
- Расчетная модель позволяет реализовать интегральную оценку степени износа сетей на основе параметров реальной эксплуатации, проводить расчёты водно-теплового баланса на основе реальных данных и пр.
- GEOLemах АТМ® оперативно позволяет редактировать рабочую модель сетей из АДС непосредственно в проекте ZuluGIS.

Первое внедрение интегрированной системы GEOLemах АТМ® состоялось в 2023 году запуском Единой Аварийно-Диспетчерской Службы Мурманской области (АО «МЭС»).

Как ZuluGIS, GEOLemах АТМ® является программным продуктом полностью российской разработки. АДС, построенная на основе GEOLemах АТМ® «Интерактивная диспетчерская система», является защищенной платформой работы с юридически значимой и секретной информацией о топологии сетей, не использующей OS Windows, использующая защиту по типу Электронная подпись (ЭЦП) данных и файлов в соответствии с ГОСТ Р 34-10.200, соответствует 1-му (первому) классу защищенности по классификации Приказа ФСТЭК от 14 марта 2014г. № 31 «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТРЕБОВАНИЙ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ В АСУ ТП НА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТАХ, ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ ОБЪЕКТАХ, А ТАКЖЕ ОБЪЕКТАХ, ПРЕДСТАВЛЯЮЩИХ ПОВЫШЕННУЮ ОПАСНОСТЬ ДЛЯ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ И ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ».

### 3. Выводы и предложения:

Система GEOLemах АТМ® – система, созданная для оптимизации производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.

Система GEOLemах АТМ® реализует диспетчерскую службу нового поколения – цифровая теплосеть, интегрируя данные расчетной модели и реальные данные измерительных приборов и систем в интерактивной анимированной пространственной модели как платформа виртуализации.

Мы предлагаем создание комплексных систем управления для больших ресурсоснабжающих организаций, имеющих разветвленную филиальную сеть по принятой в АТМ стратегии - «неразрушающее внедрение». Подключение к существующим уже и успешно работающим системам АСУ ТП и SCADA осуществляется без их демонтажа и модификации.

Как ZuluGIS GEOLemах АТМ® является программным продуктом полностью российской разработки. АДС построенная на основе GEOLemах АТМ® «Интерактивная диспетчерская система» является защищенной платформой работы с юридически значимой и секретной информацией о топологии сетей, не использующей OS Windows,

использующая защиту по типу Электронная подпись (ЭЦП) данных и файлов в соответствии с ГОСТ Р 34- 10.200.

АТМ предлагает эффективный путь изучения и внедрения «интерактивной диспетчерской системы» созданием «пилотного проекта» без существенных капитальных вложений, кадровых и временных затрат. Полученный при внедрении «пилотного проекта» опыт взаимовыгоден и позволяет разработчикам использовать прикладной опыт специалистов ресурсоснабжающих компаний для постоянного развития и совершенствования системы АТМ.

## ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЗУТА НА КОТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТАХ МИНИСТЕРСТВА ОБОРОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

*Кириленко В.И., Тучков В.К.,*

*Военный институт (инженерно-технический) Военной академии  
материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева,  
komrad.kirilenko2010@yandex.ru, ekotehtek-spb@mail.ru*

Объекты Министерства обороны обеспечиваются технологическим паром и теплом за счет функционирования котельных, оборудованных паровыми и водогрейными котлами малой и средней мощности отечественного производства.

С конца 90-х годов доля мазута и угля на теплоэнергетических комплексах в Российской Федерации непрерывно сокращается, уступая место природному газу (ПГ), потребительские свойства, которого имеют много положительных сторон: это экономическая эффективность и экологическая чистота. Природный газ - единственный вид топлива, поставляемый централизованно по единой системе трубопроводов и на местах нет возможности создать его запас.

Тепловая энергия на удаленных объектах и в особенности на объектах Крайнего Севера играет одну из главных ролей в обеспечении должной боеготовности объектов военной инфраструктуры. Затраты на ее получение и использование в условиях низких температур с продолжительностью отопительного периода более девяти месяцев в году окупаются надежной работой оборудования и техники, что является залогом обеспечения высокого морально-психологического состояния личного состава, поддержания на высоком уровне способности выполнения поставленных задач. Особенно это актуально для территорий с источниками теплоснабжения, традиционно использующими в качестве топлива мазут, имеющими необходимую инфраструктуру, в отсутствии газовой трубы с поставками природного газа (ПГ) и регионального НПЗ с поставками сжиженного углеводородного газа (СУГ). Дизельное топливо для использования на котельных оказывается достаточно дорогим, его стоимость превышает стоимость мазута более чем в три раза.

Мазут обладает рядом положительных качеств, которые являются несомненным преимуществом для использования его на удаленных объектах МО, а именно: высокая теплотворная способность 9500 ккал/кг; возможность транспортировки железнодорожным, автомобильным и водным транспортом. Эффективность использования жидкого котельного топлива в теплоэнергетических установках во многом определяется соответствием его характеристик требованиям потребителей. Традиционная технология подготовки и сжигания топочных мазутов (М100) в мазутных хозяйствах котельных сопровождается определенными трудностями, связанными с переходом на использование более вязких тяжелых топлив, к которым необходимо отнести: нестабильный



состав каждой партии мазута; повышенный расход тепла при сливо-наливных операциях, хранение и подготовку к сжиганию.

В ВИ(ИТ) (г. Санкт – Петербург) накоплен большой опыт работы с низкосортным мазутом с применением принципиально новых технологий хранения, обработки и подготовки к гарантированному сжиганию топочного мазута, в том числе ухудшенного качества, а также не используемых ранее бросовых нефтяных отходов (топливных остатков), отработанных масел и нефтепродуктов [3]. Разработанная комплексная технология получила условное название «Система топливоподготовки трехконтурная (СТТ-ГРИН)». В процессе отработки технологических процессов были выполнены анализы поставляемого мазута от более чем 10 НПЗ на действующих котельных, проведены комплексные обследования с анализом действующих систем топливоподготовки и применяемого оборудования, которое используется при хранении и подготовке к сжиганию мазута. Данная технология защищена более 30 заявками на изобретение и патентами авторов-разработчиков.

Итоговым результатом этих работ была разработанная и практически внедренная на ряде котельных «Система топливоподготовки трехконтурная (СТТ-ГРИН)», включающая новые технологические процессы:

- хранение мазута в объеме резервуара со средней температурой до +20 °С, т.е., ниже температуры застывания;
- выделение характерного объема с температурой 50-60°С (не более 5 %) - «аккумулятор тепла» в объеме резервуара по линии забора мазута, для обеспечения подпора и самотечного движения мазута к топливным насосам;
- ступенчатый подогрев мазута за счет работы: внутррезервуарных секционных подогревателей (в выделенном характерном объеме), выносных подогревателей – гомогенизаторов мазута типа ПМГ, на фильтрах подогревателей мазута, самоочищающихся типа ФМСП, за счет работы гомогенизаторов центробежных пульсационных вертикального типа ГЦПВ;
- применение совмещенной насосно-циркуляционной трехконтурной схемы подачи мазута к котлам и в резервуар хранения в выделенный характерный объем;
- организацию многократной подготовки мазута в выделенном характерном объеме мазута в виде высококачественной топливной смеси;
- «тонкую» фильтрацию перед подачей мазута на котел на фильтрах (ФМСП) с зазором фильтрующего элемента 0,2 мм;
- возможность регулировки расхода и температуры отфильтрованного мазута, подаваемого на сжигание к котлам в широком диапазоне нагрузки котельной (от расхода на одну форсунку или горелку до полной нагрузки котельной по мазуту);
- регулирование температуры и расхода мазута в контурах обработки.

Новые технологические процессы являются основой «Системы топливоподготовки трехконтурной (СТТ-ГРИН)» (рис. 1), как технологии, представляющей совокупность способов и устройств [4], в состав которой входят следующее оборудование и устройства:

- устройства для подогрева вязких нефтепродуктов в емкости [5] (рис. 2);
- гомогенизаторы центробежные пульсационные вертикальные (ГЦПВ) [6];

- подогреватели мазута гомогенизаторы (ПМГ) [7];
- фильтры-подогреватели мазута самоочищающиеся (ФМСП) [8];
- диспергирующие струйно-кавитационные устройства (ДСКУ);
- испарительные установки малой мощности со встроенной греющей секцией и сепаратором.

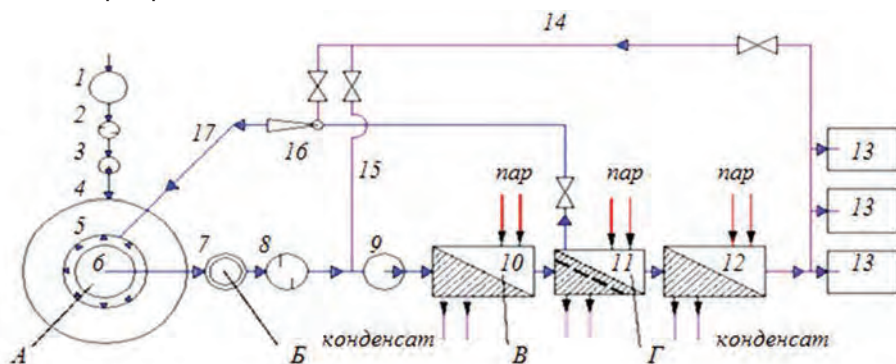


Рис. 1. Технологическая схема системы топливоподготовки трехконтурной (СТТ) [4]: 1 – резервуар («нулевая» емкость); 2, 8 – фильтры грубой очистки; 3 – насос перекачивающий; 4 – основной резервуар; 5 – двухзонная система рециркуляции в резервуаре; 6 – характерный объем; 7 – ГЦПв; 9 – топливный насос; 10 – блок ПМГ-1; 11 – блок ФМСП; 12 – блок ПМГ-2; 13 – котлоагрегаты; 14 – рециркуляция от горелочных устройств; 15 – рециркуляция на линию всасывания топливных насосов; 16 – ДСКУ; 17 – циркуляция на резервуар 4 от блока ФМСП; А – патент

№ 2344984 «Устройство для подогрева вязких нефтепродуктов в емкости» [5];  
 Б – патент № 2271244 «Роторно-пульсационный аппарат» [6]; В, Г – патенты  
 № 2363886 и № 22712220 «Устройство для подготовки жидкого топлива к сжиганию» [5, 6].



Рис. 2. Пример устройства характерного объема для подогрева вязких нефтепродуктов в емкости [5].

Подогрев, фильтрация и гомогенизация топлива в подогревателях мазута гомогенизаторах типа ПМГ, в фильтрах подогревателей мазута самоочищающиеся типа ФМСП происходит вследствие кавитационных эффектов и дополнительной турбулизации потока, проходящего через спиральные каналы при встречном движении струй мазута, а также за счет высокой скорости прокачивания (до 3 м/с), что резко снижает возможность образования отложений, ухудшающих процесс теплопередачи. Подогреватели не являются сосудами высокого давления, подведомственными Гостехнадзору.

Технология СТТ-ГРИН обеспечивает хранение мазута в объеме топливных емкостей со средней температурой ниже температуры застывания мазута - «холодное хранение с горячим резервированием» с заменой теплоносителя с пара на масло по автономной циркуляционной схеме, что позволяет комплексно решать проблему:

- длительного хранения мазута без потери его эксплуатационных свойств до 10 лет и более;
- снижения расхода пара на возмещение тепловых потерь резервуаров хранения в 5 и более раз;
- стабилизации мазута в резервуарах, препятствуя расслоению по плотностям отдельных топливных фракционных групп с высокоплотными образованиями, выпадающими в осадок;
- стабилизации обводненного мазута в резервуарах, препятствуя гнездовому образованию и неравномерному распределению воды в относительно большом объеме топлива;
- удержанию подготовленной высококачественной топливной смеси (с кратностью обработки от 5 раз и выше) в характерном объеме.

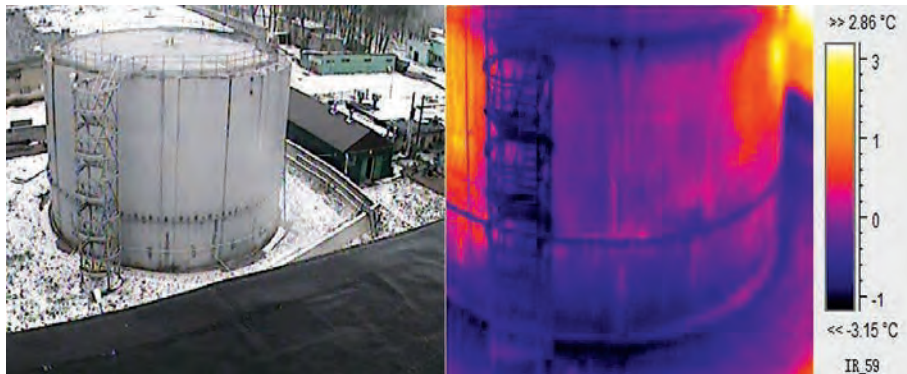


Рис.3. Тепловизионная съемка резервуара РВС объемом 3000 м<sup>3</sup>, оборудованного системой СТТ-ГРИН.

Внедрение СТТ-ГРИН на топливных хозяйствах обеспечивает:

- максимальное снижение энергозатрат при хранении, подготовке и использовании мазута марки М-100 III-VII вида (с массовой долей серы до 3,5 %) в 3-5 раз;
- исключение обводнения мазута при его хранении и использовании;

- устранение образования нефтесодержащих вод, нагрузки на очистные сооружения до 80 %;
- длительное хранения мазута без потери его эксплуатационных свойств до 10 и более лет. Исключается образование придонного слоя в резервуарах хранения;
- расширение диапазона использования в котлах мазута М-100 с переменными показателями, соответствующими нижшим пределам установленных ГОСТом 10585-99;
- повышение надежности, маневренность мазутного хозяйства с выходом на рабочие режимы использования резервного топлива до 2-х часов;
- снижение газового (до 55 %) и теплового загрязнения района базирования котельной при хранении и сжигании мазута, снижение затрат на природоохранные мероприятия;
- эффективное сжигание мазута М100 (ГОСТ10585-99) с влагосодержанием до 30% и более;
- повышение надежности и КПД котлоагрегатов до паспортных при сжигании подготовленных топочных мазутов М-100 III –VII вида;
- возможность утилизации высокообводненных мазутов с массовой долей воды до 50 % в составе топливных смесей;
- снижение затрат на техническое обслуживание мазутного хозяйства, доли ручного труда при зачистных работах в резервуарах.

Подтверждение явных преимуществ системы СТТ-ГРИН и действительное решение проблем при использовании мазута подтверждается отзывами эксплуатирующих организаций, на которых в разное время были выполнены работы по реконструкции топливных хозяйств, которые находятся в эксплуатации уже длительное время.

Объекты военной инфраструктуры являются источником загрязнения окружающей природной среды. К наиболее значимым источникам загрязнения, с точки зрения антропогенного воздействия, относят отработанные нефтепродукты, которые образуются при функционировании различных объектов Министерства обороны.

«Система топливоподготовки трехконтурная (СТТ-ГРИН)» применяется с блоком утилизации нефтесодержащих сред.

Важной особенностью применения технологии СТТ-ГРИН является «холодное хранение» мазута со средней температурой около 20 оС, что обеспечивает образование структурированного мазута в объеме резервуара с высокой вязкостью, тем самым снижая риск проливов и упусков мазута в аварийных ситуациях. Данное техническое решение особенно актуально для резервуаров с предельными сроками службы.

Бесперебойное и эффективное теплоснабжение военно-технических комплексов видов Вооруженных Сил Российской Федерации является важной составляющей по обеспечению их жизнедеятельности.

## Литература

1. Стахов Е.А. Очистка нефтесодержащих сточных вод предприятий хранения и транспорта нефтепродуктов. – Л.: Недра, 1983 г.
2. Давлетшин М.Г., Никифоров В.Н., Полухин В.А., Тучков В.К. Комплексные технологии для резервного топливного хозяйства котельной // Новости теплоснабжения, № 6, 2012 г., с. 22-25.
3. Тучков В.К., Кириленко В.И., Руднев И.М., Батьков И.О. Энергосберегающие технологии для решения проблем утилизации нефтесодержащих СВ объектов МО РФ// Актуальные научные проблемы военных исследований: сборник научных трудов/СПб: изд-во Политехнического университета, 2019 – 415с. – с. 246...254, (ISSN 2658-7009).
4. Тучков В.К., Пинтюшенко А.Д., Герцман Л.Е. «Способ подготовки жидкого топлива к сжиганию» // Патент РФ №2283457 от 15.05.2003 г.
5. Тучков В.К., Пинтюшенко А.Д., Герцман Л.Е. «Устройство для подогрева вязких нефтепродуктов в емкости»// Патент РФ № 2344984 от 20.07.2006 г.
6. Тучков В.К., Пинтюшенко А.Д., Герцман Л.Е. «Роторно-пульсационный аппарат» // Патент РФ № 2271244 от 12.07.2004 г.

## Содержание

### **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ И ВЫЗОВЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

*В.А. Стенников, директор, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН ..... 6*

### **ПЕРСПЕКТИВНАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ И ВОЗМОЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ**

*С.М. Сендеров, д.т.н., заместитель директора, зав. отделом энергетической безопасности, ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН..... 14*

### **СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В РЕШЕНИИ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ ТЭБ И СХЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ РОССИИ НА СОВМЕЩЕННОМ ЭТАПЕ**

*Варламов Н.В., первый заместитель генерального директора АО «Газпром промгаз»..... 17*

### **ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА**

*Аверьянов В.К., советник генерального директора АО «Газпром промгаз»*

*Блинов А.Н., главный специалист АО «Газпром промгаз»..... 22*

### **ДИНАМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА РЕГИОНА КАК УПРАВЛЯЕМЫЙ ПАРАМЕТР**

*В.А. Кокишаров – д.э.н., ФГБОУ ВО «Уральский государственный Университет Путей  
сообщения»; профессор ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»..... 26*

### **ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРАКТИКИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ И ВОДО-РОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ОБЪЕКТОВ И ПОСЕЛЕНИЙ**

*В. А. Карасевич, к.т.н., доцент базовой кафедры ВИЭ РГУ нефти и газа (НИУ)  
имени И. М. Губкина. .... 38*

### **АЛГОРИТМЫ ОПТИМИЗАЦИИ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ НА БАЗЕ ВИЭ И ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»**

*Толмачев В.Н., директор Научно-технического центра «Энергоснабжение»  
АО «Газпром промгаз»*

*Сибгатуллин А.Р., заместитель директор Научно-технического центра «Энергоснабжение»  
АО «Газпром промгаз» ..... 44*

**ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ  
РАСЧЕТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
НА ПРИМЕРЕ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА**

*Мильков Д.А., заведующий отделом развития систем теплоэнергоснабжения  
АО «Газпром промгаз» ..... 49*

**ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С  
ТВЕРДОПОЛИМЕРНЫМИ ТОПЛИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ  
ДЛЯ ТРАНСПОРТНЫХ ПРИМЕНЕНИЙ И СИСТЕМ  
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ РОССИИ**

*Сайданов О.В., д.т.н., профессор, ВИ (ЖДВ и ВОСО) ВА МТО;  
Ландграф И.К., ИЦ «ВЭ» ООО «ИнЭнерджи» ..... 52*

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВАРИАНТОВ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ  
ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ**

*Блинов А.Н., к.т.н., главный специалист АО «Газпром промгаз»  
Давыдов О.А., инженер, советник директора ООО ИК «Энергетические технологии»  
Иваницкий С.С., инженер, заведующий лабораторией АО «Газпром промгаз» ..... 58*

**К ВОПРОСУ ОБ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РЕГУИРОВАНИЯ ОТПУСКА  
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

*Аверьянов В.К., Тютюнников А.И., Горшков А.С., Юдин А.К., Кравченко Д.П., Мухамбаев А.В.,  
Богданов К.В., АО «Газпром промгаз» ..... 65*

**ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ИАС КРИИ В СХЕМАХ  
ТЕПЛО- И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

*Черненко И.Г., ПАО «ТГК-1»  
Мележик А.А., Дерговица А.С., АО «Газпром промгаз» ..... 67*

**АНАЛИЗ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

*Пташкин П.А., начальник сектора разработки схем теплоснабжения,  
АО «Газпром промгаз»,  
Богданов К.В., инженер лаборатории разработки схем энергоснабжения  
АО «Газпром промгаз»,  
Горшков А.С., д.т.н., заведующий отделом разработки схем и программ развития систем  
энергоснабжения, АО «Газпром промгаз» ..... 70*

## **ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ НЕСТАНДАРТНЫХ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАГРУЗКИ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

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

*Кржесинский И.А., Начальник центральной диспетчерской службы*

*АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» ..... 72*

## **ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

*Кирюхин С.Н., заведующий лабораторией, к.т.н., АО «Газпром промгаз»*

*Шиманская А.О., главный специалист, к.т.н., АО «Газпром промгаз» ..... 76*

## **ПРОГРАММНЫЙ ДИАГНОСТИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ФОРМИРОВАНИЯ РЕКОМЕНДАЦИЙ В АДРЕСНУЮ ПРОГРАММУ РЕМОНТНЫХ РАБОТ**

*Чубинский В.О., ведущий инженер, ООО АП «ДИССО»*

*Рондель Д.А., инженер, ООО АП «ДИССО» ..... 78*

## **КОМПЛЕКСНАЯ ОЧИСТКА НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**

*Кириленко В.И., Тучков В.К., Военный институт (инженерно-технический) Военной академии материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева ..... 80*

## **ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СХЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДОВ**

*Газизов Ф.Н., к.т.н., технический директор ООО «Невская Энергетика»,*

*Кикоть Е.А., к.т.н., генеральный директор ООО «Невская Энергетика» ..... 84*

## **СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТЕПЛОПРОВОДОВ ПО МЕТОДИКЕ ООО АП «ДИССО»**

*Пащенко А.Е., технический директор, ООО АП «ДИССО»*

*Клюшник А.Д., инженер, ООО АП «ДИССО» ..... 87*

## **ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ**



**ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА СЕТЕЙ ВОДООТВЕДЕНИЯ  
ПОВЕРХНОСТНОГО СТОКА**

*Игнатчик В.С., Ещенко А.Н., Военная академия материально-технического обеспечения..... 89*

**ИНТЕРАКТИВНЫЕ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ГИС СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СЕТЕЙ  
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**

*Покорный С.Г., директор ООО «АТМ»..... 91*

**ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО  
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЗУТА НА КОТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТАХ МИНИСТЕРСТВА  
ОБОРОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

*Кириленко В.И., Тучков В.К., Военный институт (инженерно-технический) Военной академии материально-технического обеспечения имени генерала армии А.В. Хрулева,  
komrad.kirilenko2010@yandex.ru, ekotehtek-spb@mail.ru..... 95*

**Для заметок**





































## Содержание

### **РАЗВИТИЕ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ «ЭНЕРГОПЕРЕХОДА» - МЕТОДОЛОГИЯ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ**

*Гашо Е.Г., Национальный исследовательский университет НИУ МЭИ* ..... 4

### **ОСОБЕННОСТИ НАЦИОНАЛЬНОГО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

*Гримитлин А.М., президент АС «АВОК-Северо-Запад», вице-президент НОПРИЗ,  
Крумер Р.Г., директор АС «СРО «Инженерные системы-проект»* ..... 9

### **ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ В АПК АЗРФ ТРЕБУЮТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГОСУДАРСТВА И БИЗНЕСА ДЛЯ УСПЕШНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ**

*Воротников А.М. доцент кафедры государственного управления и публичной политики  
Института общественных наук Российской академии народного хозяйства и государствен-  
ной службы, координатор Экспертного совета Экспертного центра Проектного офиса  
развития Арктики* ..... 14

### **КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

*В.А. Кокшаров – д-р экон. наук, профессор кафедры экономика транспорта ФГБОУ ВО  
«Уральский государственный университет путей сообщения»* ..... 19

### **ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ**

*Гаврилов Д.А., главный специалист отдела сопровождения проектов  
по энергоэффективности ГКУ ЛО «ЦЭПЭ ЛО»* ..... 25

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДЕКВАТНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ МКД**

*Пташкин П.А., Горшков А.С. АО «Газпром Промгаз»* ..... 28

### **ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ И КАЧЕСТВА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В РАМКАХ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ «КОМПЛЕКСНОЕ РАЗВИТИЕ СЕЛЬСКИХ ТЕРРИТОРИЙ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ»**

*Тарбаева В.М., профессор, председатель Комиссии по АПК, развитию сельских территорий и  
природопользованию Общественной палаты Ленинградской области,  
Бушихин В.В., эксперт Экологического пресс-центра Общественной палаты  
Российской Федерации* ..... 39

## **РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ**

*Шаповало А.А., Коноплев Т.Ф., Югай В.Ф., ПАО «Газпром»,  
Сербин Ю.В., Иваницкий С.С., АО «Газпром промгаз»* ..... 42

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СОСТАВЕ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

*Токарев И.С., ПАО «Газпром»; Толмачев В.Н., АО «Газпром промгаз»,  
Иваницкий С.С., АО «Газпром промгаз»* ..... 49

## **КОНЦЕПЦИЯ СИТУАЦИОННО-СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ**

*Киришина И.А., директор центра комплексной оценки инвестиционных проектов  
АО «Газпром промгаз»* ..... 52

## **О ТЕХНОЛОГИЯХ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНЫХ МО РФ НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*Вакуненко В.А., к.т.н., доцент, Кириллов Н.Г., д.т.н. старший научный сотрудник,  
Саркисов С.В., д.т.н., доцент, ВИИТ ВА МТО* ..... 54

## **ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА В ВИДЕ СПГ И ГРС**

*Аверьянов В.К., Блинов А.Н., Давыдов О.А.* ..... 57

## **РАЗВИТИЕ ГАЗОМОТОРНОГО РЫНКА КАК ФАКТОР СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ**

*Хатьков В.Ю., начальник Департамента ПАО «Газпром»* ..... 61

## **СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АГРС-НП ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ БЕЗУГЛЕРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

*Давыдов О.А.* ..... 63

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА СЧЕТ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛА АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ В ЖАРКОМ ПЕРИОДЕ ГОДА**

*В.С.Бурцева, АНО НИИ Устойчивого развития строительства* ..... 67

## **АВТОМАТИЗАЦИЯ: ИННОВАЦИИ В ДЕЙСТВИИ**

*Сулима М.В., руководитель Ассоциации производителей автоматических  
измерительных систем (АПАИС)* ..... 70

## **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ТЭК**

*Смольников М.О., начальник отдела комплексных проектов, ООО «УЦСБ»,  
Шатунов А.В., начальник отдела по безопасности информационной инфраструктуры,  
ГУП «ТЭК» ..... 72*

## **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ**

*Никандров М.В., директор ООО «Интеллектуальные Сети» ..... 72*

## **СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ**

*Крылов А. Н., директор центра цифровых технологий, АО «МЦД» ..... 73*

## **ПОСТРОЕНИЕ ПРОГНОЗИРУЮЩЕЙ МОДЕЛИ ПОТРЕБЛЕНИЯ АСКУЭ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

*Атрощенко В.А., Тымчук А.И., Кубанский государственный  
технологический университет, Шаповало А.А., ПАО «Газпром»,  
Толмачев В.Н., АО «Газпром промгаз» ..... 74*

## **ТЕХНОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ – НАПРАВЛЕНИЕ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ РОССИИ**

*Сайданов В.О., д.т.н. профессор,  
Веприяк И.А., д.т.н., ВИ (ЖДВ и ВОСО) ВА МТО ..... 78*

## **ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ РАЗНЫХ КАТЕГОРИЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

*Абсаямов Д.Р., Петров А.Ю. .... 82*

## **МАЛЫЕ ГЭС РОССИИ: РАЗВИВАТЬ НЕЛЬЗЯ ОТКЛАДЫВАТЬ**

*Бляшко Я.И., генеральный директор АО «МНТО ИНСЭТ», Вице-Президент Объединения энергетиков Северо-Запада, Член научного Совета по ВИЭ Санкт-Петербургского Центра РАН,  
Сафронов Н.С., председатель Правления, генеральный директор Национального агентства по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии НП «НАЭВИ»,  
профессор, Академик Российской Академии естественных наук ..... 92*

## **ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ НА ТЕРРИТОРИИ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ**

*Бушихин В.В., эксперт Экологического пресс-центра Общественной палате Российской Федерации,*  
*Тарбаева В.М., профессор, председатель Центрального совета Межрегиональной общественной организации «Природоохранный союз» ..... 96*

### **ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ – СТОП - ФАКТОР РАЗВИТИЯ?**

*Мальцев В., руководитель рабочей группы исследований (Expert.Pro.Development),  
руководитель Комитета по экологическому развитию Российской ассоциации  
по связям с общественностью ..... 100*

### **КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ТЕПЛОСНАБЖЕНИЮ ОТ «СЕВЕРНОЙ КОМПАНИИ»: ПРОИЗВОДСТВО, ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ, ИННОВАЦИИ, ЭКОЛОГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ: БЕЗОТХОДНАЯ ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ**

*Кондратьев А.В., менеджер проекта «Безотходная переработка» ООО «ИМПЕКС ЛАЙФ» ..... 111*

### **РАЗРАБАТЫВАТЬ СОБСТВЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, А НЕ АНАЛОГИ ИМПОРТНОГО**

*Абрамов О., директор по продажам и маркетингу ООО «ДКМ» ..... 113*

### **МОДЕРНИЗАЦИЯ КЛАССИЧЕСКИХ ВОДОТРУБНЫХ КОТЛОВ С ПОВЫШЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

*Борцов А., исполнительный директор ООО «ДКМ» ..... 114*

### **НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ВОДОСНАБЖЕНИЮ УДАЛЕННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ С ПРЕМИНИЕМ МЕМБРАННЫХ СИСТЕМ**

*Первов А.Г., Кафедра Водоснабжения и водоотведения, НИУ МГСУ,  
Крупенко А.О., Национальная ассоциация водоснабжения и водоотведения ..... 115*

### **ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ УДАЛЕННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ**

*Каменщиков К.В., генеральный директор АО НПО «КАВ-ЭКО» ..... 117*

**Для заметок**