

ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-
ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**АВТОМАТИЗАЦИЯ
И ЦИФРОВИЗАЦИЯ
УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ
ПРОЦЕССАМИ ТЭС**

16-18 апреля 2026
Чебоксары



Акционерное общество
«Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени
Теплотехнический научно-исследовательский институт»
(АО «ВТИ»)

**Всероссийская научно-практическая конференция
«АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ТЭС»**

Сборник материалов конференции

Чувашская Республика, г. Чебоксары
16–18 апреля 2026 г.

Москва

УДК 621.311
ББК 31.3
А 22

Научное издание

Редакционная коллегия:

Барциц И.Н. – директор по научно-образовательной деятельности АО «ВТИ», д-р юрид. наук, проф.;

Березинец П.А. – главный научный сотрудник кафедры теории и практики развития прикладных технических квалификаций имени профессора Л.К. Рамзина АО «ВТИ», д-р техн. наук, ст. науч. сотр.;

Гринь Е.А. – заведующий лабораторией конструкционной прочности оборудования ТЭС АО «ВТИ», д-р техн. наук, ст. науч. сотр.;

Пчелинцев А.В. – директор по аналитическим исследованиям АО «ВТИ»;

Рябов Г.А. – заведующий лабораторией специальных котлов отделения парогенераторов и топочных устройств АО «ВТИ», д-р техн. наук;

Тарадай Д.В. – директор по эксплуатации и ремонту энергетического оборудования АО «ВТИ», канд. тех. наук;

Травин Д.Г. – исполнительный директор АО «ВТИ», канд. юрид. наук;

Тугов А.Н. – заведующий отделением парогенераторов и топочных устройств АО «ВТИ», д-р техн. наук, ст. науч. сотр.;

Тумановский А.Г. – Вице-президента АО «ВТИ», д-р техн. наук, ст. науч. сотр.;

Федоров А.И., заведующий котельной лабораторией отделения парогенераторов и топочных устройств АО «ВТИ», д-р техн. наук.

Автоматизация и цифровизация управления технологическими процессами ТЭС: сб. материалов // Всероссийская научно-практическая конференция, г. Чебоксары 16–18 апреля 2026 г. – Москва: АО «ВТИ», 2026. – 108 с.: ил.

ISBN 978-5-905858-78-9

В сборнике представлены доклады и тезисы, представляющие перспективные направления научно-практических поисков в решении актуальных проблем современной системы управления технологическими процессами ТЭС.

ISBN 978-5-905858-78-9

© Авторы, 2026

© АО «ВТИ», 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

<i>Болтенков И.А.</i> Приветственное слово	4
Программа Всероссийской научно-практической конференции «Автоматизация и цифровизация управления технологическими процессами ТЭС»	6
<i>Александров Ю.Д.</i> Цифровой сервис расчёта остаточного ресурса котлов ТЭС	9
<i>Колодей С.М., Травин Д.Г.</i> Особенности цифровизации электрогенерации в России: технологии, вызовы и перспективы	17
<i>Кричкин В.П., Сипачев К.Е.</i> Целевая архитектура цифровизации предприятий теплоснабжения	27
<i>Кричкин В.П., Сипачев К.Е.</i> Предиктивная аналитика для предприятий электрогенерации	38
<i>Купчинский А.М., Дрогунов М.А., Стукалин А.А., Осокина М.Д.</i> Использование средств математического моделирования для формирования предиктивных моделей в теплоэнергетике	48
<i>Лидерман В.В.</i> Цифровая платформа теплоснабжения	60
<i>Марков В.Б., Малиенко С.В.</i> Комплексный аудит существующих систем газопотребления котлоагрегатов на тепловых электростанциях	71
<i>Малиенко С.В., Тимаков А.О.</i> Комплексный аудит АСУ ТП котлоагрегатов и обеспечение технологического суверенитета объектов критической информационной инфраструктуры	80
<i>Сухов Р.Д., Семуткин В.С., Сосин Д.В., Соколова А.В.</i> Использование среды разработки UNREAL ENGINE для решения инженерных задач и проектирования	86
<i>Штегман А.В., Трушков И.И., Рыжий И.А., Купчинский А.М.</i> Глубокая переработка угля как новое направление энергетических технологий	94
Резолюция Всероссийской научно-практической конференции «Автоматизация и цифровизация управления технологическими процессами ТЭС»	104
План научно-технических мероприятий, проводимых АО «ВТИ» в 2026 году	108
План научно-технических мероприятий, проводимых АО «ВТИ» в 2027 году	110
Прием в аспирантуру АО «ВТИ» в 2026 году	111

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

Уважаемые коллеги!

Вашему вниманию представляется сборник статей, подготовленный по итогам работы научно-практической конференции, посвященной вопросам автоматизации и цифровизации технологических процессов в российской теплоэнергетике.

Отрадно отметить, что мероприятие собрало представительное сообщество экспертов, объединенных стремлением решать актуальные задачи отрасли. Пользуясь случаем, хочу выразить искреннюю благодарность всем, кто сделал эту конференцию реальностью и внес вклад в формирование ее содержательной части.

Мы признательны нашим партнерам в Чебоксарах – руководству компании «АМАКС» и лично Денису Анатольевичу Лаптеву за безупречную организацию площадки и создание атмосферы открытого профессионального диалога. Отдельные слова благодарности адресую ключевым соорганизаторам – Сергею Михайловичу Колодею и коллегам из Центра информационных технологий ПАО «Интер РАО», а также Фонду «Энергия без границ» и лично Валерию Викторовичу Пешкову за всемерную поддержку научной повестки ВТИ и наших инициатив.

В работе конференции приняли участие представители более 15 компаний, включая такие авторитетные организации, как «Интер-Цифровые решения», «СИГМА», «НЭК ЮНИТЕЛ», «эВГрупп», «Интерматик», «РН-Энерго», «АМАКС-Автоматика» и другие.

О главном

Тематика конференции – автоматизация и цифровизация управления ТЭС – лишь на первый взгляд носит узкоспециальный характер. По существу, она находится в эпицентре трансформации всей тепловой генерации. Программа мероприятия была построена как сквозной маршрут: от теоретических технологических решений к практике реального внедрения.

В сборнике представлены материалы трех тематических сессий, отражающих ключевые направления развития отрасли:

1. Развитие АСУ ТЭС: предиктивная аналитика, дистанционный мониторинг и математическое моделирование.
2. Цифровизация теплоснабжения и архитектура отраслевых цифровых платформ.
3. Импортозамещение и отечественные решения: от топливных технологий до инженерного моделирования.

Почему это важно сейчас?

Современный этап развития теплоэнергетики диктует новые правила. С одной стороны, мы сталкиваемся с высокой степенью износа оборудования и необходимостью масштабной модернизации при растущих требованиях к надежности энергосистем. С другой – действуют жесткие ограничения доступа к зарубежным технологиям и взят безальтернативный курс на достижение технологического суверенитета.

В этих условиях устойчивость отрасли определяет уже не просто наличие оборудования, а качество инженерной и научно-технической мысли, заложенной в его эксплуатацию и развитие.

Приглашение к сотрудничеству

Убежден, что публикуемые материалы станут полезным подспорьем для специалистов-практиков и послужат стимулом для дальнейших научных изысканий.

Приглашаю авторов и читателей сборника к участию в серии других мероприятий ВТИ. Особое внимание хотелось бы обратить на знаковое событие: 24 ноября 2026 года состоится Конгресс, посвященный 105-летию АО «ВТИ». Мы задумываем его как главную профессиональную площадку года для выработки согласованных подходов к модернизации генерации, обсуждения приоритетов научно-технического развития и формирования системы управления НТД в контуре Группы «Интер РАО». Рассчитываем, что наши коллеги не только примут участие в данном мероприятии, но и помогут организаторам наполнить повестку Конгресса живыми кейсами и практическими решениями.

Желаю вам продуктивного и вдумчивого чтения.

И.А. Болтенков,
кандидат экономических наук,
советник генерального директора ПАО «Интер РАО»,
генеральный директор АО «ВТИ»

ПРОГРАММА

Всероссийской научно-практической конференции «Автоматизация и цифровизация управления технологическими процессами ТЭС»

г. Чебоксары (Чувашская Республика)
16–18 апреля 2026 года

День первый – 16 апреля 2026 г. (четверг)

- 09.00–09.30** **Регистрация участников**
- 09.30–09.45** **ОТКРЫТИЕ ПРОГРАММЫ**
- 09.30–09.45 **Болтенков Иван Александрович**, советник Генерального директора ПАО «Интер РАО», генеральный директор АО «ВТИ», к.э.н.
Пешков Валерий Викторович, управляющий Фондом поддержки научной, научно-технической и инновационной деятельности «Энергия без границ»
Лаптев Денис Анатольевич, генеральный директор ООО ИК «АМАКС»
Модератор конференции – **Барциц Игорь Нязбеевич**, директор по научно-образовательной деятельности АО «ВТИ, д.ю.н.
- 09.45–11.30** **СЕССИЯ № 1.**
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОДАЧИ ТОПЛИВА НА ТЭС
- 09.45–10.20 Система удаленного мониторинга и диагностики оборудования с применением технологий предиктивной аналитики – **Кричкин Вячеслав Петрович**, руководитель по взаимодействию с заказчиками ЦИТ ПАО «Интер РАО». Докладчик: *Сипачев Константин Евгеньевич*, директор департамента решений АСТУ ООО «Сигма»
- 10.20–10.50 Использование средств математического моделирования для формирования предиктивных моделей. Докладчики: *Купчинский Алексей Михайлович инженер Отделения инновационных технологий сжигания АО «ВТИ», инженер Осокина Майя Дмитриевна*
- 10.50–11.15 Аудит систем управления котлоагрегатов. Обеспечение технологического суверенитета объектов критической информационной инфраструктуры». Докладчик: *Марков Владимир Борисович*, главный конструктор ООО ИК «АМАКС»
- 11.15–11.45 Аудит систем газоснабжения котлоагрегатов. Обеспечение безопасной эксплуатации, снижение затрат на топливо и вредных выбросов. Докладчики: *Тимаков Александр Олегович*, генеральный директор ООО «АМАКС-Автоматика»; *Малиенко Светлана Вячеславовна*, главный инженер ООО ИК «АМАКС»

11.45–12.15	КОФЕ-БРЕЙК
12.15–13.30	СЕССИЯ № 2. ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
12.40–13.15.	Целевая архитектура цифровизации предприятий теплоснабжения». Докладчики: <i>Кричкин Вячеслав Петрович, руководитель по взаимодействию с заказчиками ЦИТ ПАО «Интер РАО»;</i> <i>Сипачев Константин Евгеньевич, директор департамента решений АСТУ ООО «Сигма»</i>
12.15–12.40	Концепция цифровой платформы теплоснабжения». Докладчик: <i>Лидерман Владимир Викторович, исполнительный директор ООО «ИТ-Консалтинг»</i>
13.15–13.30	Вопросы и дискуссия по итогам сессий № 1 и № 2
13.30–14.30	ОБЕД
14.30–15.30	СЕССИЯ 3. СОВРЕМЕННЫЕ ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ
14.30–15.00.	Глубокая переработка угля как новое направление энергетических технологий. Докладчик: <i>Штегман Андрей Владимирович, заведующий отделением инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива АО «ВТИ»</i>
15.00–15.30	Использование среды разработки Unreal Engine для решения инженерных задач и проектирования. Докладчик: <i>Сухов Роман Дмитриевич, ведущий инженер-программист АО «ВТИ»</i>
15.30–16.00	ОБСУЖДЕНИЕ, ЗАКРЫТИЕ ПЕРВОГО ДНЯ КОНФЕРЕНЦИИ <i>В обсуждении принимают участие:</i> <i>Шиганов Александр Сергеевич, заместитель генерального директора по строительной деятельности ПАО «Интер РАО» генеральный директор «ЭВ-групп»</i> <i>Колодей Сергей Михайлович, руководитель центра информационных технологий ПАО «Интер РАО»</i> <i>Пикин Максим Александрович, директор департамента технологического аудита Центра управления инвестициями и информационными системами ПАО «Интер РАО»</i>

День второй – 17 апреля 2026 г. (пятница)

10.00–12.00	Встреча с дирекцией ИК «АМАКС». Адрес: Чувашская Республика, г. Чебоксары, Базовый проезд, 15
13.00–15.00	Посещение производственных объектов ИК «АМАКС». Площадка «Арматурный завод «АМАКС»

День третий – 18 апреля 2026 г. (суббота)

- 11.00–11.30 Встреча с дирекцией ООО «ЮНИТЕЛ Инжиниринг».
Адрес: Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Пристанционная д. 1
- 14.00–16.30 Нетворкинг-сессия – обсуждение и подведение итогов
Адрес: Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Юрия Гагарина, 23

ЦИФРОВОЙ СЕРВИС РАСЧЁТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА КОТЛОВ ТЭС ЦИФРОВОЙ СЕРВИС РАСЧЁТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА КОТЛОВ ТЭС

Александров Юрий Дмитриевич, кандидат экономических наук, руководитель Центра управления проектами Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: YDAleksandrov@vti.ru

Аннотация

В энергетике уже много информационных систем, которые меняют реальную практику. Здесь задача практичнее: сервис должен сократить путь от лабораторных данных до обоснованного решения по ресурсу, уменьшить ошибки, сохранить историю и дать владельцу оборудования не разовый файл, а управляемый инструмент.

Оценка остаточного ресурса поверхностей нагрева – не вспомогательная процедура. От неё зависят сроки ремонта, объём замены металла, возможность продлить эксплуатацию, ремонтный бюджет и техническая политика. Ошибка дорого стоит. Завысили ресурс – риск аварийного останова. Занизили – преждевременный ремонт и избыточные затраты.

Слабое место существующей практики – не отсутствие специалистов. Специалисты есть, лаборатории есть, методики есть. Проблема в том, что расчётная и отчётная часть остаётся ручной. Данные переносятся из протоколов в таблицы, проверяются вручную, обрабатываются в отдельных файлах, оформляются в заключения и хранятся кто как. Для единичной работы приемлемо. Для больших парков котлов – нет.

Проект АО «ВТИ» предлагает другой подход. Пользователь вводит исходные данные в структурированную электронную форму. Сервис выполняет расчёт по методике института, зарегистрированной в Ростехнадзоре для сталей 12X1МФ, 12X18Н12Т, ДИ59 и стали 20. Формируется стандартизированный PDF-отчёт с QR-кодом для проверки подлинности. В системе есть роли пользователей, личные кабинеты, история расчётов, коммерческий модуль и консультационная поддержка экспертов.

Важно не переоценить сервис. Он не заменяет лабораторные испытания. Не подменяет диагностику металла. Не отменяет экспертное суждение. Его задача точнее: убрать из процесса лишнюю рутину, стандартизировать расчёты,

ускорить оформление и превратить разрозненные заключения в накопленную базу данных.

Ключевые слова: остаточный ресурс, котлы ТЭС, поверхности нагрева, цифровой сервис, диагностика металла, методика ВТИ, расчёт ресурса, Ростехнадзор, тепловая энергетика, цифровизация энергетики

Почему именно поверхности нагрева?

Их нельзя оценить по одному показателю. Не работает логика «срок истёк – менять». Ресурс зависит от марки стали, температуры, давления, наработки, толщины стенки, химического состава, микроструктуры, режимов эксплуатации, ремонтной истории. Много факторов – много мест для ошибки.

Ручной процесс здесь особенно уязвим. Ошибка может появиться не в формуле, а раньше: при выборе марки стали, переносе наработки, вводе толщины. Одна цифра не там – и итоговое решение может измениться. Поверхности нагрева работают в тяжелых условиях. Металл долго подвергается перегреву, избыточному давлению, коррозии. Меняется микроструктура, развивается ползучесть, появляются утонения. Нужна связка лабораторных данных, расчётной методики и профессиональной интерпретации. При этом решения надо принимать в сжатые сроки. Ремонтная кампания имеет жёсткое временное окно. Если заключение задерживается, задерживается не бумага – задерживается решение.

Цифровой сервис оправдан именно благодаря повторяемой структуре задачи: типовой состав данных, есть методика, есть расчётная процедура, есть отчёт, есть необходимость хранить историю. Для одного котла ручная работа ещё может конкурировать с сервисом. Для сотен котлов и тысяч расчётов – уже нет.

Методика ВТИ – главный актив, но не гарантия

Самый сильный элемент проекта – методическая основа, зарегистрированная в Ростехнадзоре. Именно она отличает сервис от обычного программного калькулятора. Пользователь получает расчёт не по произвольной модели, а по методике института, который десятилетиями работает с тепловой энергетикой и с диагностикой металла. Но методика сама по себе не гарантирует успех цифрового продукта. Методика в документе и методика в коде – разные вещи. Между ними находится сложный перевод: формализация алгоритмов, определение обязательных данных, обработка исключений, настройка справочников, контроль версий, тестирование сценариев. Эту зону должен контролировать ВТИ. Если отдать её внешнему разработчику как набор формул, проект потеряет качество.

Сильное решение – выделить расчётное ядро в отдельный предмет валидации. Для каждой марки стали должны быть контрольные примеры, эталонные расчёты, проверка граничных значений. Нужно фиксировать версию алгоритма, чтобы через несколько лет можно было понять, почему получен именно такой результат. Есть и вопрос защиты методики. Пользователь должен видеть результат и исходные данные, но расчётная логика не должна становиться открытым набором алгоритмов для копирования. Защита, правовой режим, разграничение доступа – всё это надо проектировать заранее.

Что сервис автоматизирует, а что нет

Самая правильная позиция: сервис автоматизирует расчётный и организационный контур, но не заменяет диагностику металла. Он не отбирает образцы, не проводит химический анализ, не измеряет толщину стенки. Эти функции остаются за лабораториями.

Автоматизировать надо то, что поддаётся формализации:

1. *Сбор исходных данных* – не разнородные файлы, а структурированная форма с обязательными полями и допустимыми значениями.

2. *Контроль ввода* – не искусственный интеллект, а простые проверки: заполненность, диапазоны, соответствие марки стали расчётному сценарию.

3. *Расчёт по методике ВТИ* – исключает ручной перенос формул и случайные изменения. Результат формируется по фиксированной логике.

4. *Формирование отчёта* – автоматически, с QR-кодом. Снижает риск ошибок при оформлении.

5. *Хранение истории* – не вспомогательная функция, а один из главных смыслов. Если данные остаются только в PDF, эффект цифровизации ограничен. Если в структурированной базе – появляется аналитика.

6. *Коммерческое сопровождение* – подписки, разовые расчёты, учёт оплат, права доступа.

Граница автоматизации должна быть честной. Чем яснее проект отделяет расчётную автоматизацию от лабораторной диагностики, тем выше доверие.

Роли и сценарий

Без ролевой модели сервис не станет надёжным инструментом. Если непонятно, кто ввёл данные, кто запустил расчёт, кто сформировал отчёт – использовать его для ответственных решений нельзя.

Гость – только знакомство с сервисом, без доступа к расчётам.

Оператор – вводит данные, проверяет комплектность, передаёт на расчёт. Интерфейс должен помогать не ошибиться.

Эксперт – анализирует сложные случаи, консультирует, проверяет корректность. Система должна снимать с него рутину.

Администратор – управляет пользователями, справочниками, тарифами. Все его действия журналируются.

Для корпоративных клиентов нужна тонкая настройка прав: один вводит данные, другой подтверждает, третий просматривает архив, руководитель получает сводку. Главный критерий – возможность восстановить цепочку действий.

Пользовательский сценарий прост снаружи и строг внутри:

1. Регистрация и аутентификация.
2. Выбор модели: годовая подписка или разовый расчёт.
3. Ввод исходных данных – форма подсказывает и проверяет, не даёт ввести неполный комплект.
4. Запуск расчёта – только после подтверждения достаточности данных. Секунды занимает автоматизированный расчёт, а подготовка данных и экспертиза остаются полноценными этапами.
5. Отчёт с QR-кодом – можно сохранить, отправить, проверить подлинность.

Отчёт и данные

Отчёт – не формальность, с ним работают технические службы, ремонтники, руководители. Если он неудобен или плохо проверяем, весь сервис слабее. Стандартизация даёт единообразие: объект, оборудование, марка стали, исходные данные, результаты, выводы, QR-код. Снижает риск ошибок оформления. QR-код должен показывать, что отчёт действительно сформирован сервисом, когда и к какому расчёту относится. При этом доступ к деталям – по правам пользователя.

Данные – самый недооценённый результат проекта. Если смотреть на сервис только как на ускоритель расчётов, ценность будет занижена. Накопление структурированной базы по остаточному ресурсу – более сильный итог. История расчётов по одной поверхности показывает динамику. Данные по котлу позволяют видеть проблемные элементы в системе. Данные по станции дают профиль рисков. Данные по группе компаний – основу для технической политики. Для ВТИ накопление обезличенной статистики имеет методическую ценность: уточнение подходов, выявление типовых проблем, развитие новых сервисов. Но данные требуют дисциплины: кому принадлежат, как защищены, как долго хранятся, можно ли использовать статистику. Эти вопросы нельзя оставлять «на потом».

Экономика: логика сильная, цифры надо проверять пилотом

Экономическая логика понятна: аварийные остановки, капитальные ремонты, топливо, трудоёмкость расчётов – это реальные статьи затрат.

1. *Снижение аварийных остановов* (проектная оценка – снижение на 40%. При средней стоимости аварийного ремонта с простоем 15 млн. рублей годовая экономия при полном охвате – 54 млн. рублей. Процент снижения надо подтверждать на практике).

2. *Оптимизация капитальных ремонтов* (при ежегодном ремонте 45 котлов и средней стоимости 8,5 млн. рублей увеличение межремонтного периода на 20% позволяет сократить число ремонтов до 36 в год. Экономия – 76,5 млн. рублей в год, но только если увеличение периода технически допустимо).

3. *Экономия топлива* – в проекте указана как крупнейшая составляющая (695 млн. рублей в год), к этой цифре нужно относиться особенно внимательно, связь между расчётом остаточного ресурса и экономией топлива требует подробного обоснования, иначе у технической аудитории возникнут вопросы.

4. *Снижение трудоёмкости подготовки заключений* – эффект менее яркий, но более надёжный, эксперт занимается сложными случаями, а не механическим переносом данных.

5. *Снижение стоимости доступа к расчёту* – подписка или разовый расчёт расширяют круг клиентов, особенно лабораторий и небольших заказчиков.

Совокупный годовой эффект для группы «Интер РАО» в проектных материалах оценивается примерно в 825 млн. рублей. Это достижимо при полном охвате и выполнении исходных допущений. Но нужна проверка пилотом.

Внутренний эффект для группы компаний

Для крупной энергетической группы ценность сервиса не в экономии на отдельных расчётах. Важнее единый подход к оценке ресурса. Если разные станции и подрядчики формируют расчёты в разных форматах, руководству трудно сопоставлять результаты. Где риск выше? Где ремонт нужно ускорить? Единый цифровой сервис даёт сопоставимые данные. На уровне станции – ускорение подготовки заключений. На уровне группы – прозрачность ремонтных приоритетов и видимость ресурсных рисков. Это переход от разовых заключений к динамическому наблюдению: как меняется состояние оборудования, где возникнут проблемы через несколько ремонтных циклов. Для «Интер РАО» проект также усиливает внутренний научно-технический контур: ВТИ становится владельцем методики, расчётного инструмента и экспертного сопровождения. Появляется единый центр, задающий стандарт.

Рынок и конкуренция

Потенциальный рынок России и стран СНГ – более 300 ТЭС, ежегодная потребность до 15 000 расчётов. Но наличие потребности не означает

автоматического перехода на новый формат. Энергетический рынок консервативен по объективным причинам – решения связаны с безопасностью. Продавать сервис надо не как «цифровую платформу», а как доказуемую пользу: быстрее подготовка заключения, меньше ручных ошибок, проверяемый отчёт, архив, понятная цена, консультация эксперта. Годовая подписка для энергокомпании (ориентировочно 1,2 млн рублей) создаёт регулярный контур взаимодействия. Разовый расчёт (около 20 тыс. рублей) снижает барьер входа. При консервативном сценарии занятия 5% рынка через три года – около 15 активных подписок и 750 разовых расчётов, внешняя выручка свыше 33 млн рублей в год.

Конкурентные преимущества – не в интерфейсе. Интерфейс можно скопировать. Настоящий барьер: методика ВТИ, зарегистрированная в Ростехнадзоре; бренд института и доверие в отрасли; комплексность (ввод, расчёт, отчёт, хранение, оплата, консультации); связь с лабораторным циклом без попытки его заменить; накопление данных со временем.

Ограничения и риски

1. *Качество исходных данных* (сервис может быть методически корректен, но если пользователь введёт ошибочные сведения – результат исказится. Нужны встроенные проверки и экспертный контроль);

2. *Статус отчёта* (должен быть чётко определён правовой режим, ответственность сторон, границы применимости; пользователь не должен трактовать отчёт шире, чем он предназначен);

3. *Готовность пользователей менять привычный процесс* (внедрение через пилоты и контрольные расчёты);

4. *Информационная безопасность* (разграничение прав, защищённый доступ, журналирование, резервное копирование);

5. *Нагрузка на экспертов* (при успехе количество обращений вырастет. Если не продумать модель поддержки, автоматизация не снизит нагрузку, а перенесёт её в другую точку);

6. *Масштабирование методики* (базовый сервис охватывает четыре марки стали. Расширение потребует не только программной доработки, но и методической проверки).

Дорожная карта и условия успеха

Проект рассчитан на 2026–2027 годы. Главный риск – сделать интерфейс быстрее, чем будет формализована и проверена методическая логика.

– **Май 2026** – договор с IT-подрядчиком. Ключевое: качественное техническое задание, а не размытое «разработать портал».

– **Сентябрь 2026** – базовая версия. Критерий успеха – корректность расчётного контура, а не внешний вид.

– **Декабрь 2026** – комплексное тестирование. Инженерное, а не только программное: проверка результатов, граничных значений, прав доступа, отчётов.

– **Май 2027** – технический запуск. Реальная эксплуатация на ограниченном круге пользователей.

– **Декабрь 2027** – полномасштабный коммерческий запуск. Должны быть готовы не только модули, но и договоры, тарифы, инструкции, поддержка.

После 2027 года интеграция с ERP-системами, мобильное приложение для сбора данных, расширение марок сталей, но сначала базовая надёжность.

Заключение

Цифровой сервис ВТИ имеет сильную инженерную и коммерческую логику. Его ценность не в слове «цифровой», а в закрытии конкретного слабого места: ручного, разрозненного контура обработки данных, расчёта и хранения результатов.

Проект опирается на методику, зарегистрированную в Ростехнадзоре. Это ключевое преимущество. Но методика станет активом только при строгой реализации расчётного ядра, валидации алгоритмов, контроле версий и ясном правовом статусе отчётов.

Наиболее убедительные эффекты – снижение трудоёмкости, ускорение заключений, стандартизация, накопление данных, повышение управляемости ремонтами. Расчётные экономические показатели значимы, но требуют подтверждения пилотом. Особенно крупные эффекты по экономии топлива и снижению аварийности.

Рынок реален, но сам не перейдёт на сервис. Нужно убеждать корректностью расчётов, удобством, юридической ясностью и практическими кейсами.

Для ВТИ проект – шаг от традиционной экспертной модели к модели владельца цифрового научно-технического продукта. Это способ масштабировать методику, накопить отраслевые данные и создать основу для следующих сервисов в области диагностики и надёжности.

Главный критерий успеха практический: сервис сокращает ручную работу, уменьшает ошибки, ускоряет получение результата, формирует проверяемый отчёт, сохраняет историю и помогает принимать обоснованные решения.

Проект заслуживает реализации. Но не терпит поверхностного подхода. Его нужно делать не как IT-витрину, а как инженерный продукт с сильной методической основой, строгим расчётным ядром и устойчивым сопровождением. Только тогда он даст отрасли меньше неопределённости в

оценке ресурса и больше надёжной основы для решений по котельному оборудованию ТЭС.

Список источников и литературы

1. Методика расчёта остаточного ресурса поверхностей нагрева котлов ТЭС для сталей 12Х1МФ, 12Х18Н12Т, ДИ59, 20. М.: ВТИ, 2024. (Зарегистрировано в Ростехнадзоре, рег. № МР–23–2024).

2. СТО70238424.27Л00.011-2008 Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования. М. -2008.

3. РД 10–577–03. Методика определения остаточного ресурса паропроводов и котлов тепловых электростанций. М.: Госгортехнадзор России, 2003.

ОСОБЕННОСТИ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ В РОССИИ: ТЕХНОЛОГИИ, ВЫЗОВЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Колодей Сергей Михайлович, руководитель Центра информационных технологий ПАО «Интер РАО» г. Москва, e-mail: kolodey_sm@interrao.ru

Травин Денис Георгиевич, исполнительный директор Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», кандидат юридических наук, доцент кафедры управления проектами и программами ИГСУ РАНХиГС, г. Москва, e-mail: DGTravin@vti.ru

Аннотация

В статье рассматриваются процессы цифровой трансформации, происходящие в секторе генерации электрической энергии на территории Российской Федерации. Анализируются такие технологические векторы, как внедрение цифровых подстанций, развитие интеллектуальных сетевых структур, использование алгоритмов искусственного интеллекта для прогнозирования и диагностики, а также формирование виртуальных моделей генерирующих объектов. Особое внимание уделяется влиянию внешних ограничений на траекторию импортозамещения, проблемам кадрового обеспечения и необходимости адаптации нормативной базы. По итогам работы сформулированы практические ориентиры для повышения результативности цифровой модернизации генерирующих мощностей.

Ключевые слова: цифровая трансформация; электроэнергетика; генерирующие объекты; интеллектуальные сети; цифровые подстанции; искусственный интеллект; предиктивная аналитика; виртуальные модели; импортозамещение; управление нагрузкой

Введение

В последние годы цифровая модернизация электроэнергетического комплекса России заняла одно из центральных мест в повестке государственного управления. Это обусловлено как внутренними потребностями отрасли в повышении надежности и экономической эффективности, так и внешними вызовами, связанными с технологическими ограничениями и необходимостью укрепления суверенитета в критически важных сферах.

Согласно официальным документам стратегического планирования, электроэнергетика страны охватывает полный спектр технологических этапов – от выработки до сбыта энергии, включая атомную генерацию [1]. Именно

генерирующий сегмент является фундаментом, определяющим устойчивость всей системы. В то же время, по данным отраслевой статистики, значительная часть производственных фондов имеет высокий уровень износа: средний возраст объектов генерации превышает 38 лет, что создает дополнительные риски при внедрении новых цифровых решений [2]. Параллельно с этим наблюдается стремительный рост внедрения алгоритмов искусственного интеллекта. По оценкам Министерства энергетики РФ, к настоящему моменту более 60% компаний топливно-энергетического комплекса уже используют такие инструменты, а к концу текущего десятилетия их доля должна достигнуть 70% [2].

Интеграция цифровых решений в управленческие контуры энергопредприятий предполагает не просто замену устаревшего оборудования, а качественное изменение подходов к планированию, контролю и оперативному реагированию. Речь идет о внедрении автоматизированных систем сбора данных, интеллектуального учета потоков энергии, распределенного управления и создания расчетных моделей для оптимизации развития сетевой инфраструктуры [3].

Цель данной работы – дать системную оценку текущего состояния и специфики цифровизации генерирующих мощностей в России, выявить ключевые препятствия и определить наиболее обоснованные векторы дальнейшего движения.

1. Теоретические аспекты цифровизации генерирующих объектов

1.1. Содержательная характеристика процесса

Цифровизация в сфере производства электроэнергии – это не просто установка новых приборов или замена устаревших щитов управления. Это системное преобразование всей модели работы генерирующего предприятия, при котором ключевым ресурсом становятся данные, а не только топливо или оборудование.

В традиционной модели управление объектом генерации строилось на периодических измерениях, плановых обходах и регламентных ремонтах. Решения принимались на основе ограниченного объема информации, часто с большим временным лагом между возникновением отклонения и его обнаружением. Цифровая трансформация меняет этот подход кардинально: вместо эпизодического контроля приходит непрерывный мониторинг, вместо субъективных оценок – объективные числовые модели, вместо реактивных действий – прогнозное планирование.

Переход к цифровому управлению означает, что каждый ключевой параметр работы оборудования – температура, давление, вибрация, ток, напряжение, расход топлива – фиксируется в режиме реального времени,

накапливается в единых базах данных и становится доступным для анализа. Это позволяет не просто видеть текущее состояние агрегата, но и прослеживать его динамику, сравнивать с эталонными режимами, выявлять скрытые тренды и ранние признаки ухудшения характеристик.

Однако ценность данных раскрывается только тогда, когда они становятся основой для принятия управленческих решений. Цифровая трансформация предполагает создание замкнутого цикла: сбор информации → анализ → выработка рекомендаций → корректировка режимов → контроль результатов. Такой контур обратной связи позволяет оперативно реагировать на изменения внешних условий, оптимизировать загрузку агрегатов с учетом топливной эффективности, минимизировать экологическую нагрузку и снижать износ оборудования.

Важно подчеркнуть, что цифровизация затрагивает не только техническую, но и организационную сферу. Появляются новые роли и компетенции: инженер-аналитик, специалист по данным, разработчик цифровых моделей. Меняются принципы взаимодействия между службами: вместо разрозненных действий по отдельным участкам формируется сквозное управление на основе общей картины состояния объекта. Это требует не только переобучения персонала, но и пересмотра внутренних регламентов, должностных инструкций и подходов к оценке эффективности работы.

Кроме того, цифровизация генерирующих объектов создает предпосылки для более тесной интеграции с другими элементами энергосистемы. Если раньше электростанция воспринималась как автономный узел, выдающий мощность в сеть, то теперь она становится частью единой информационной экосистемы, где обмен данными с диспетчерскими центрами, сетевыми компаниями и крупными потребителями происходит непрерывно и в автоматическом режиме. Это позволяет согласовывать режимы генерации с реальным уровнем потребления, учитывать погодные факторы, сезонные колебания и особенности работы смежных объектов.

Следствием такого подхода становится не только повышение надежности и экономичности, но и появление новых возможностей для маневрирования ресурсами. Гибкость управления, обеспеченная цифровыми инструментами, позволяет быстрее перестраивать режимы работы при изменении ценовых сигналов на рынке электроэнергии, оптимизировать затраты на топливо и техническое обслуживание, а также более эффективно планировать ремонтные кампании, выбирая периоды наименьшей нагрузки и избегая пиковых сезонов.

При этом важно понимать, что цифровая трансформация – это не одномоментный проект, а долгосрочный эволюционный процесс. Она требует последовательного прохождения этапов: сначала – оснащение оборудованием

средствами измерения и сбора данных, затем – создание систем хранения и передачи информации, далее – внедрение аналитических инструментов и, наконец, – перестройка управленческих практик на основе получаемых данных. Каждый из этих этапов сопряжен со своими техническими, организационными и финансовыми вызовами, и их последовательное преодоление является условием устойчивого развития отрасли в условиях растущих требований к эффективности, надежности и экологичности генерации

1.2. Основные технологические векторы

В числе приоритетных направлений цифрового обновления генерирующих мощностей можно выделить следующие.

Совершенствование систем управления технологическими процессами. Речь идет о переходе на автоматизированные комплексы нового поколения, способные в реальном времени обрабатывать информацию с тысяч измерительных каналов, корректировать параметры работы оборудования и сигнализировать о возникновении нештатных ситуаций на ранних стадиях.

Развитие интеллектуальных решений для подстанций. Цифровая подстанция представляет собой объект, в котором все ключевые функции – защита, управление, мониторинг и связь – реализованы на основе цифровых протоколов, преимущественно стандарта МЭК 61850 [4]. Такие объекты отличаются сокращенным объемом кабельной продукции, повышенной наблюдаемостью каналов передачи данных, возможностью удаленного контроля и диагностики. В нашей стране реализуются проекты как на уровне распределительных сетей (35–110 кВ), так и на классах напряжениях 220–500 кВ. Первой отечественной подстанцией сверхвысокого класса стала «Тобол» в Западной Сибири, где доля российского оборудования достигает 80% [4]. В 2018 году была введена в строй первая распределительная цифровая подстанция «Медведевская» в Подмоскowie [4].

Использование алгоритмов искусственного интеллекта. В генерирующих компаниях, в том числе, в Группе «Интер РАО», уже накоплен значительный опыт применения предиктивной аналитики в рамках процессов удаленного мониторинга и диагностики с целью прогнозирования отказов основного оборудования.

Формирование виртуальных моделей оборудования. Цифровой двойник генерирующего объекта – это не статичная трехмерная модель, а динамическая расчетная среда, отражающая физические процессы в оборудовании и синхронизированная с ним в режиме, близком к реальному времени. Его ключевое преимущество – возможность проводить эксперименты без остановки технологического процесса: имитировать различные режимы работы, моделировать отказы отдельных узлов и оценивать последствия для

всей системы. Это позволяет заранее проверять управленческие гипотезы, сравнивать альтернативные стратегии и выбирать наиболее безопасные и экономически оправданные решения. В диагностике виртуальные модели служат основой для накопления данных о поведении агрегатов в разных условиях, включая предаварийные ситуации. Эти массивы информации используются для обучения алгоритмов, которые распознают ранние признаки дефектов по косвенным параметрам – вибрации, температуре, акустическим или электрическим сигналам. Таким образом, цифровой двойник выступает одновременно испытательным полигоном, аналитическим инструментом и платформой для совершенствования диагностических систем. С его развитием управление оборудованием постепенно переходит от реактивного обслуживания к прогнозному, основанному на данных.

2. Практические аспекты цифровизации в отечественной генерации

2.1. Стратегические ориентиры и нормативная среда

Цифровая перестройка электроэнергетического сектора осуществляется в русле утвержденных правительственных стратегий. Согласно распоряжению № 581-р, перспективными направлениями признаны системы управления активами, расчетные модели для анализа режимов, инструменты предиктивной аналитики с элементами ИИ, системы оперативного сбора информации, а также решения в области биллинга и интеллектуального учета [1]. Отдельно выделяется задача перехода к обслуживанию оборудования по фактическому техническому состоянию, что напрямую зависит от качества цифрового мониторинга.

В конце 2025 года Ассоциацией «Цифровая энергетика» была представлена обновленная версия стратегии цифровой трансформации электроэнергетики на период до 2030 года. Документ включает сравнительный анализ международного опыта, карту бизнес-процессов для оценки уровня цифровизации и методику расчета цифровой зрелости организаций [5].

В то же время сохраняется ряд нерешенных нормативных вопросов. К ним относятся: недостаточная стандартизация форматов обмена данными, отсутствие единых требований к цифровым моделям оборудования и разобщенность информационных систем на разных уровнях управления.

2.2. Роль искусственного интеллекта в управлении генерацией

Применение интеллектуальных алгоритмов в электроэнергетике имеет двустороннюю природу. С одной стороны, ИИ становится мощным инструментом повышения эффективности, с другой – сам генерирует колоссальный дополнительный спрос на электроэнергию, особенно в связи с расширением дата-центров [2]. Это создает эффект обратной связи, когда

отрасль вынуждена модернизироваться под влиянием технологий, которые сама же и внедряет.

В сегменте генерации искусственный интеллект может помочь успешно решать следующие задачи:

- прогнозирование выработки с учетом метеоусловий и сезонных колебаний;
- выявление предаварийных состояний оборудования на основе анализа вибрационных, тепловых и электрических параметров;
- оптимизация загрузки агрегатов с учетом топливной экономичности и экологических ограничений;
- автоматическое формирование рекомендаций для диспетчерского персонала.

В распределительных сетях активно применяются беспилотные летательные аппараты с нейросетевым анализом изображений, что позволяет выявлять до 92% критических дефектов на линиях электропередачи икратно ускорять обследования [2]. Кроме того, реализуются проекты по выявлению несанкционированного потребления с помощью самообучающихся моделей, что повышает эффективность борьбы с потерями в несколько раз [6].

2.3. Проблемы импортозамещения и технологической независимости

Внешние ограничения последних лет стали мощным катализатором для пересмотра прежних подходов к формированию технической политики. С одной стороны, санкции привели к сокращению инвестиционных возможностей и нарушению привычных логистических цепочек, с другой – стимулировали развитие собственных компетенций и продуктов [1].

Отечественная промышленность уже предлагает широкую номенклатуру оборудования для цифровых подстанций. Однако масштабное замещение требует не просто наличия отдельных изделий, а создания целостных, совместимых экосистем, охватывающих все уровни – от датчиков до диспетчерских центров [4].

Главными препятствиями на этом пути остаются:

- острый дефицит специалистов, владеющих одновременно инженерной и цифровой компетенцией;
- низкое качество и разрозненность исходных данных на многих предприятиях;
- устаревшая физическая инфраструктура, не всегда готовая к интеграции современных цифровых интерфейсов;
- отсутствие системной работы по стандартизации и унификации технических решений [1; 2].

В ответ на эти вызовы формируются индустриальные центры компетенций, где заказчики и разработчики совместно определяют приоритеты и вырабатывают единые подходы к проектированию цифровых систем [5].

2.4. Виртуальные модели как инструмент управления

Применение цифровых двойников выходит за рамки отдельных агрегатов и постепенно охватывает целые энергетические комплексы. Создание расчетных моделей позволяет:

- проверять гипотезы о поведении системы в нестандартных режимах;
- оценивать эффективность различных стратегий диспетчеризации;
- планировать ремонтные кампании с минимальными рисками для надежности;
- обучать персонал действиям в аварийных ситуациях на основе реалистичных сценариев.

При этом для воплощения в жизнь этого инструмента существует необходимость разработки отечественных диагностических модулей, использующих методы машинного обучения для анализа вибраций, температурных полей, токов и других физических параметров. Это позволяет своевременно обнаруживать зарождающиеся дефекты и снижать вероятность внезапных остановов оборудования.

3. Направления развития и практические рекомендации

3.1. Перспективные тренды

Опираясь на анализ текущей ситуации и прогнозные документы, можно выделить несколько магистральных линий эволюции цифровизации генерации:

- углубление использования ИИ во всех контурах управления – от локальных регуляторов до стратегического планирования (к 2027 году ожидается охват интеллектуальными решениями не менее 70% крупных организаций ТЭК [2]);
- создание специализированных испытательных полигонов для отработки новых технологий в реальных условиях без риска для действующей инфраструктуры;
- переход к малообслуживаемым и полностью автоматизированным объектам, оснащенным системами дистанционного управления и мониторинга;
- формирование сквозного цифрового контура – от датчиков на оборудовании до управленческих информационных систем, обеспечивающего прозрачность и управляемость на всех уровнях;
- сближение с архитектурой «умных городов» и интеллектуальных сетей, со стратегической целью управления генерацией, передачей и потреблением как единой системой;

– появление новых сервисных бизнес-моделей, включая услуги по управлению спросом, агрегацию гибкой нагрузки и консультирование в области энергоэффективности.

3.2. Рекомендации для участников процесса

На основе опыта и практики Группы «Интер РАО» можно предложить следующие практические ориентиры.

Для компаний, эксплуатирующих генерирующие объекты:

- разрабатывать долгосрочные планы цифрового обновления с учетом как технологических, так и организационных аспектов;
- уделять системное внимание качеству исходных данных, поскольку от этого зависит работа всех последующих алгоритмов [1];
- проводить предварительный аудит состояния оборудования и бизнес-процессов, чтобы избежать механического переноса устаревших практик в цифровую среду;
- вкладывать средства в переподготовку и повышение квалификации инженерно-технического персонала, особенно в части работы с данными и цифровыми инструментами [2];
- участвовать в отраслевых координационных структурах для выработки общих стандартов и обмена опытом [5].

Для органов государственного управления:

- продолжать формирование индустриальных центров компетенций как площадок для диалога между разработчиками и заказчиками;
- расширять меры финансового и организационного стимулирования для проектов, ориентированных на создание отечественных критически важных решений;
- совершенствовать правовое поле таким образом, чтобы оно, с одной стороны, стимулировало внедрение инноваций, а с другой – гарантировало необходимый уровень киберзащищенности [1];
- содействовать развитию образовательных программ на стыке энергетических и IT-специальностей;
- обеспечивать формирование и ведение единой системы нормативно-технической документации для цифровых объектов электроэнергетики.

Заключение

Проведенный анализ показывает, что цифровая трансформация генерирующих мощностей в России находится в активной фазе, но сталкивается с комплексом системных ограничений. Наиболее динамично развиваются такие направления, как внедрение цифровых подстанций,

использование алгоритмов искусственного интеллекта и создание виртуальных моделей оборудования (цифровых двойников).

Экономическая эффективность этих проектов подтверждается как расчетами, так и реальной практикой – предотвращение аварий, повышение точности прогнозов и оптимизация ремонтных кампаний дают измеримый результат [2]. Вместе с тем, на пути к полноценной цифровой зрелости остаются серьезные барьеры: устаревшая физическая инфраструктура, дефицит квалифицированных кадров, фрагментарность данных и незавершенность процессов стандартизации [1; 2; 4].

Внешнее давление, связанное с санкционными ограничениями, одновременно является и серьезным вызовом, и мощным стимулом для ускорения импортозамещения. Отечественные разработки в области подстанционного оборудования, систем управления и диагностических модулей уже заняли свою нишу, однако для полной замены импортных экосистем предстоит проделать еще значительную работу.

В перспективе наиболее успешной будет стратегия, сочетающая форсированное развитие собственных технологий с последовательной интеграцией цифровых решений в существующие производственные процессы. При этом ключевым условием успеха остается опережающая подготовка кадров и создание адекватной нормативной среды.

Энергосистема страны оказалась в центре динамичного противоречия: с одной стороны, она должна максимально эффективно использовать цифровые технологии для собственной модернизации, с другой – обеспечивать растущий спрос, который эти же технологии генерируют. Ответом на этот вызов может стать только системная, скоординированная работа всех участников – государства, отраслевых предприятий, разработчиков и образовательных институтов.

Список источников и литературы

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.03.2024 №581-р «Об утверждении Стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса». URL: <http://government.ru/docs/all/152545/> (дата обращения: 12.05.2026).

2. Цифровая генерация: искусственный интеллект как новый драйвер и вызов для энергосистемы России // Ведомости. 2026. 26 января. URL: https://www.vedomosti.ru/press_releases/2026/01/26/tsifrovaya-generatsiya-iskusstvennii-intellekt-kak-novii-draiver-i-vizov-dlya-energositsemi-rossii (дата обращения: 12.05.2026).

3. Малиновская И.Н., Воробьев Ю.Н. Внедрение цифровых технологий в систему управления электроэнергетических предприятий: анализ и перспективы развития // Регион: системы, экономика, управление. 2025. № 1. С. 54–59.

4. Цифровые подстанции и концепция Smart Grid в России в 2025 году // Рынок Электротехники. 2025. №2 (78). С. 38–44. URL: https://marketelectro.ru/sites/default/files/RE_78_02_2025_web.pdf (дата обращения: 14.05.2026).

5. Ассоциация «Цифровая энергетика» представила актуализированную Стратегию цифровой трансформации электроэнергетики // Ассоциация «Цифровая Энергетика». 2025. 1 ноября. – URL: <https://www.digital-energy.ru/2025/11/01/news/13308-fkmgaz/> (дата обращения: 13.05.2026).

6. Россети и МТС будут совместно бороться с хищениями электроэнергии с помощью ИИ // ЭнергоНьюс. 2025. 16 октября. URL: <https://energo-news.ru/archives/195214> (дата обращения: 14.05.2026).

ЦЕЛЕВАЯ АРХИТЕКТУРА ЦИФРОВИЗАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Кричкин Вячеслав Петрович – руководитель по взаимодействию с заказчиками Центра информационных технологий ПАО «Интер РАО», г. Москва, e-mail: krichkin_vp@interrao.ru;

Сипачев Константин Евгеньевич – директор департамента решений АСТУ ООО «СИГМА», г. Москва, e-mail: k.sipachev@sigma-it.ru

Аннотация

В данной статье рассматривается целевая функциональная архитектура цифровизации для современной теплоснабжающей компании. Рассмотрена мировая практика в рассматриваемой области. Определена роль цифровой платформы теплоснабжения. Приведены примеры внедрений в крупных компаниях и определены отраслевые ориентиры.

Ключевые слова: функциональная архитектура; цифровая платформа теплоснабжения; цифровизация энергетики и ЖКХ; теплосетевая компания

Далее термин «Архитектура» рассматривается не как набор информационных систем, а как управленческая модель, в которой производственные, диспетчерские, ремонтные, клиентские и аналитические процессы связаны едиными данными, общими критериями качества информации и сквозной ответственностью за результат. Такой подход важен для теплоснабжения: отрасль сочетает физически распределенные активы, сезонную нагрузку, жесткие требования к надежности, значительный объем ручных операций и высокую чувствительность потребителей к качеству услуги.

Ключевым сегментом целевой функциональной архитектуры является цифровая платформа теплоснабжения (ЦПТ), она детально раскрывается в отдельной статье «Цифровая платформа теплоснабжения». В настоящей статье ЦПТ рассматривается как центральный контур, обеспечивающий диспетчеризацию на основе цифрового двойника тепловой сети, работу с производственными событиями, контроль балансов теплоносителя, работу с технологическими нарушениями и управление жизненным циклом производственных активов.

Остальные системы и классы систем – ERP (Enterprise Resource Planning, управление ресурсами предприятия), EAM (Enterprise Asset Maintenance, управление производственными активами предприятия), ГИС (геоинформационная система), биллинг, системы сбора технологических данных, мобильные решения и контуры отчетности должны быть встроены

вокруг этой платформы через согласованную модель данных и интеграционные правила.

Текущее состояние и бизнес-проблематика

Теплоснабжающие компании традиционно развивали ИТ-ландшафт вокруг локальных задач. Для расчета режимов используются гидравлические моделии геоинформационные системы, для коммерческого учета – специализированные системы сбора показаний, приборов учета, для ремонтов – системы класса EAM, для начислений – биллинг, для финансов и закупок – ERP, для документооборота – системы электронного документооборота (СЭД).

Каждая из перечисленных систем решает свою задачу, но в совокупности они часто образуют фрагментированные контуры управления, что приводит к тому, что данные о потребителях, участках сети, приборах учета, дефектах, отключениях, ремонтах и ограничениях нагрузки хранятся в разных местах и обновляются с разной скоростью.

По сути, описанный выше ИТ-ландшафт, поддерживает лишь автономную работу многочисленных решений разных вендоров либо собственных разработок компаний-пользователей. Очевидные последствия для бизнеса - обмен данными между подразделениями происходит несвоевременно, сведения не синхронизированы, могут содержать ошибки и «пробелы», вследствие чего управленческие решения принимаются на неполной информационной базе. Что для современного теплоснабжения является не «технической мелочью», а фактором операционного риска. Неверная или запоздавшая информация о режиме сети, аварии, отключении приборов учета напрямую влияет на качество теплоснабжения, корректность начислений, коммуникацию с потребителем и эффективность ремонтной программы.

Отдельная проблема связана с состоянием тепловых сетей. По данным открытых источников, ссылающихся на показатели, рассчитанные Росстатом, по состоянию на январь 2024 года «общий износ тепловых сетей составляет более 60%, более 30% тепловых сетей нуждаются в замене» [1]. Даже качественная цифровизация не отменяет физический износ магистральных и распределительных трубопроводов и оборудования тепловых пунктов. Экономические эффекты от внедрения цифровой платформы теплоснабжения могут быть сведены к нулю по причине старения сетевого комплекса и недостаточных темпов перекладки. Таким образом, цифровая архитектура не обещает невозможного, но повышает управляемость, точность приоритезации ремонтов и скорость реагирования, чтобы ограниченные ремонтные, инвестиционные и эксплуатационные ресурсы направлялись туда, где они дают наибольший эффект для обеспечения надежности и качества оказания услуг теплоснабжения.

Мировая практика в рассматриваемой области подтверждает значимость темы. Международное энергетическое агентство (International Energy Agency, IEA) отмечает, что Китай, Россия и Европа формируют более 90% мирового производства централизованного тепла, а инновации в теплосетях связаны с интеграцией первичных и вторичных источников тепла, насосных станций, накопителей, тепловых пунктов, трубопроводов и приборов учета в одну цифровую модель [2; 3], что означает – теплоснабжение перестает быть только инфраструктурой труб и котельных: оно становится системой, где состоянием сетей, данными приборов, прогнозами спроса, ремонтами и работой с потребителями необходимо управлять совместно.

Целевая функциональная архитектура

Эффективная целевая архитектура должна строиться вокруг бизнес-процессов, а не вокруг перечня программных продуктов. В границы ключевых процессов теплоснабжающей организации входят диспетчеризация и контроль, управление режимами теплоснабжения, сбор и передача технологической информации, производство и распределение тепловой энергии, контроль технического состояния оборудования, управление техническим обслуживанием и ремонтом, управление мобильными бригадами, промышленная безопасность и охрана труда, перспективное развитие систем теплоснабжения, капитальное строительство, финансы, закупки, персонал, электронный документооборот, энергосбыт и сбор данных с приборов учета потребителей.

Функционально эти процессы можно разделить на несколько контуров (см. табл. 1):

1. Производственно-диспетчерский контур, где принимаются оперативные решения, касающиеся режимов, переключений, отключений, аварийно-восстановительных работ, испытаний и реагирования на технологические нарушения;

2. Контур управления производственными активами, включающий оценку технического состояния, управление учетом и устранением дефектов, диагностику, ремонты и реконструкции;

3. Клиентско-сбытовой контур, где находятся приборы учета, предбиллинг, работа с клиентскими обращениями, управление качеством услуги, технологическое присоединение и работа с задолженностью и претензиями;

4. Корпоративный контур: финансы, закупки, персонал, документооборот, регламентированная отчетность и управление проектами;

5. Контур данных и аналитики, который обеспечивает единую нормативно-справочную информацию (НСИ), витрины данных, кросс-функциональную отчетность и поддержку управленческих решений.

В описанной выше процессной модели цифровая платформа теплоснабжения (ЦПТ) занимает центральное место между производственно-диспетчерским контуром, контуром управления производственными активами и клиентско-сбытовым контуром, в которой требуется синхронизировать сведения о состоянии сети, объектах, потребителях, ограничениях, дефектах, ремонтных планах и программах, показателях режима, отключениях и иных событиях. Системы ERP и EAM не исчезают, но перестают быть единственными центрами данных: они должны получать от цифровой платформы теплоснабжения проверенную производственную информацию и возвращать финансовые, ресурсные и ремонтные статусы.

Таблица 1.

Контуры, процессы и ИТ-компоненты теплоснабжающей организации

Контур	Ключевые процессы	Основные ИТ-компоненты
Производственно-диспетчерский	Режимы, отключения, аварии, испытания, производственные события	ЦПТ (цифровая платформа теплоснабжения), ГИС (геоинформационная система), ССПТИ (система сбора и передачи технологической информации), диспетчерские панели
Управление активами	Дефекты, диагностика, ремонты, приоритезация воздействий	ЦПТ, ТОиР/EAM, мобильные рабочие места
Клиентско-сбытовой	Потребители, приборы учета, обращения, предбиллинг, уведомления	ЦПТ, биллинг, CRM (управление взаимодействием с клиентами), системы учета
Корпоративный	Финансы, закупки, персонал, документы, инвестиции	ERP, СЭД (системы электронного документооборота), системы управления персоналом, закупочные системы
Данные и аналитика	НСИ, витрины, отчетность, KPI, управленческие панели	MDM (системы управления данными), хранилища данных / озера данных, информационно-аналитические системы, интеграционная платформа

Роль цифровой платформы теплоснабжения

ЦПТ является ключевым сегментом архитектуры, поскольку именно она связывает физическую сеть с управленческим контуром. Без такой платформы диспетчер видит одни данные, ремонтное подразделение – другие, сбыт – третьи, руководство – агрегированную отчетность с задержкой, а потребитель получает уведомления и перерасчеты уже после возникновения проблемы. Платформа должна превратить тепловую сеть в наблюдаемый объект

управления: с актуальной схемой, связью с потребителями, производственными событиями, режимными параметрами, дефектами и последствиями воздействий.

Такая роль ЦПТ становится достижимой благодаря следующим функциям: ведение связи линейной схемы сети и базы данных объектов, архив технической документации, диспетчерское управление системой теплоснабжения, оперативное управление оборудованием и выездными бригадами, расчет и контроль балансов, контроль отклонений от профилей потребления, контроль договорных режимов, обработка обращений, управление техническим состоянием, планирование и контроль отключений, определение приоритетных участков сети для капитального ремонта, оценка эффекта от ремонтных работ, предбиллинг и оповещение потребителей.

В статье «Цифровая платформа теплоснабжения» подробно рассматриваются: предпосылки ЦПТ, функциональные блоки, архитектура данных, организационный охват и эффекты. Для целевой архитектуры теплоснабжающей компании важно зафиксировать главный вывод: ЦПТ не является очередной локальной системой. Это операционное ядро теплоснабжающей компании, вокруг которого должны выстраиваться интеграции с ГИС, системами сбора технологической информации, системой технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОиР), биллингом, CRM, ERP, СЭД и аналитическими витринами.

Примеры внедрений в крупных компаниях и отраслевые ориентиры

Зарубежный опыт показывает, что цифровая архитектура энергокомпаний развивается через платформенные данные, облачную инфраструктуру, цифровые двойники, интеллектуальные сети и предиктивную аналитику. Например, крупная энергокомпания Enel¹ использует единую платформу данных, цифровые двойники сетевой инфраструктуры, машинное обучение (ML) и компьютерное зрение (CV) для мониторинга протяженных сетей [4]. Компания Fortum² является хорошим примером подхода cloud-first и консолидации технологического стека на базе Azure и дата-платформы [5].

Для российской практики релевантны примеры цифровизации электро- и теплоэнергетических компаний, перехода на отечественные ERP/EAM/ТОиР-решения, внедрения систем мониторинга и промышленных данных. Такие компании, как ПАО «Т Плюс», ООО «Сибирская генерирующая компания» и

¹ Enel – итальянская энергетическая компания, крупнейший в стране производитель электроэнергии. Также работает в Испании (Endesa), Бразилии, Великобритании и других странах Европы и Латинской Америки

² Fortum – финская энергетическая компания, работающая в сфере генерации, передачи и распределения электроэнергии и теплоэнергии

ООО «Газпром энергохолдинг» развивают собственные решения для теплоснабжения. Однако существующие решения не полностью соответствуют границам ЦПТ по функциональному охвату, требованиям к импортонезависимости и информационной безопасности. Это означает, что архитектура ЦПТ должна учитывать как лучшие отраслевые практики, так и ограничения российского ИТ-ландшафта, в первую очередь – связанные с требованиями по обеспечению информационной безопасности критической инфраструктуры.

Отдельного внимания заслуживает кейс Единой аналитической системы (ЕАС) АО «ТомскРТС» (входит в Группу «Интер РАО»), который является прототипом ЦПТ. Интеграция с программными комплексами Zulu³, ЛЭРС-Учет⁴ и Omni-US⁵ позволила создать единую точку доступа к данным, частично автоматизировать отчетность по режимам сети, анализировать подпитку и утечки, рассчитывать режимные карты, вести дефекты на карте города, планировать ремонтные работы, контролировать спецтехнику и товарно-материальные ценности, получать данные с приборов учета, поддерживать предбиллинг и уведомлять потребителей. Этот опыт показывает, что даже частичная интеграция вокруг производственной модели способна повысить управляемость, но для тиражирования требуется современная импортонезависимая архитектура.

Предлагаемые ИТ-решения

Целевая архитектура теплоснабжающей компании должна включать несколько классов решений:

1. Цифровая платформа теплоснабжения как операционное ядро;
2. Геоинформационная и инженерная модель сети, обеспечивающая топологию, гидравлические расчеты, температурные графики, моделирование переключений и связь объектов с потребителями;
3. Система сбора и передачи технологической информации, которая нормализует сырые данные приборов, автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП), узлов учета и телеметрии;
4. ТОиР/ЕАМ для управления ремонтами, дефектами, диагностикой, материалами и нарядами;

³ Zulu – геоинформационная система (ГИС), предназначенная для моделирования инженерных сетей, создания карт, анализа пространственных данных и разработки ГИС-приложений

⁴ ЛЭРС-Учет – автоматизированная система диспетчеризации и контроля учёта потребления энергоресурсов. Она предназначена для технологического и коммерческого учёта тепла, воды, пара, газа и электроэнергии

⁵ Omni-US – универсальная настраиваемая платформа для автоматизации бизнес-процессов компаний в сфере энергетики и жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ). Она обеспечивает учёт, расчёт поставок по всем видам энергии и услуг, формирование обязательных и аналитических документов

5. Биллинг и предбиллинг, которые используют проверенные данные о потреблении, ограничениях и качестве услуги;
6. Мобильные рабочие места для линейного персонала и бригад;
7. Корпоративные ERP, системы электронного документооборота, системы управления персоналом и закупочные системы;
8. Аналитическая платформа для руководителей.

В архитектуре важно не столько название продукта, сколько разделение ответственности – система сбора технологической информации отвечает за качество и нормализацию телеметрии, ГИС отвечает за пространственную модель и расчеты, ЦПТ отвечает за сквозной производственный процесс: событие, оценка влияния, задание, исполнение, контроль, коммуникация, отчетность, ТОиР отвечает за ремонтный цикл и ресурсное обеспечение, биллинг отвечает за расчеты с потребителями, но должен получать достоверную информацию об отключениях, ограничениях и объемах, корпоративные системы отвечают за деньги, людей, договоры и документы (Таблица 2).

Для управленческого уровня необходимы витрины данных по ключевым показателям: режимы, потери, подпитка, дефекты, аварийность, отключения, готовность к отопительному периоду, выполнение ремонтной программы, обращения потребителей, перерасчеты, дебиторская задолженность, фактические и плановые показатели. Важно, чтобы отчетность формировалась не ручным сбором файлов, а из единой модели данных с понятной ответственностью за первичный источник.

Таблица 2.

Классы ИТ-решений

Класс решения	Назначение	Критическое требование
ЦПТ	Операционное ядро теплоснабжения	Связь схемы сети, событий, заданий, потребителей и активов
ГИС/цифровой двойник	Расчеты режимов и топология	Актуальность модели и связь с объектами учета
ССПТИ	Сбор и нормализация технологической информации	Качество, полнота и трассируемость данных
ТОиР/ЕАМ	Ремонтный цикл и ресурсы	Единый статус дефектов и ремонтных воздействий
Биллинг/предбиллинг	Корректные начисления и перерасчеты	Использование проверенных данных об ограничениях и потреблении

Ожидаемые эффекты

Ожидаемые эффекты целевой архитектуры следует формулировать осторожно. Прямое снижение тепловых потерь не может быть гарантировано только ИТ-проектом, если физическое состояние сетей ухудшается. Однако архитектура может обеспечить условия для получения эффектов: повышение прозрачности состояния сети, сокращение времени подготовки данных, улучшение точности приоритизации ремонтов, снижение доли ручных операций, повышение качества коммуникации с потребителем, уменьшение ошибок начислений, ускорение подготовки управленческой отчетности, рост дисциплины исполнения производственных заданий.

Условия получения эффектов достигаются за счет: единой точки доступа к данным, автоматизации расчета балансов по значительной части показателей, визуализации зон отключений и повреждений, предбиллинга, уведомления потребителей и повышения управляемости процессов транспорта тепловой энергии. Пример – цифровой двойник теплоснабжения Екатеринбурга в решениях ПАО «Т Плюс» связывается со снижением повреждаемости сетей и теплопотерь [6]; IoT-мониторинг⁶ теплосетей ООО «СГК» в Новосибирске – со снижением потерь теплоносителя и сокращением времени реагирования [7]; цифровизация сетевого хозяйства дочерних обществ Группы ПАО «Россети» – со снижением потерь и показателей SAIDI/SAIFI⁷ [8; 9].

Представленные примеры нельзя механически переносить на любую теплоснабжающую компанию, но они показывают тип экономической логики-эффект возникает там, где данные используются для раннего выявления отклонений, точного определения зоны воздействия, приоритизации работ и контроля исполнения. Учитывая перечисленные аргументы целесообразно в КРІ целевой архитектуры включать не только финансовые показатели, но и операционные индикаторы: время обнаружения дефекта, время локализации, доля событий с полной информационной карточкой, доля автоматизированных отчетов, точность балансов, доля корректных уведомлений, срок закрытия заданий, доля ремонтных решений, принятых на основе риск-приоритизации.

⁶ IoT-мониторинг – процесс отслеживания, анализа и управления устройствами и системами, подключёнными к интернету вещей (IoT), с целью обеспечения их правильной работы, безопасности и эффективности. Он включает сбор, обработку и анализ данных, которые генерируют IoT-устройства, а также оперативное выявление и устранение потенциальных проблем

⁷ SAIDI и SAIFI – показатели надёжности системы электроснабжения, которые используются в электроэнергетике для оценки работы распределительных сетей

Заключение

Резюмируя, можно сформулировать подход к построению Целевой функциональной архитектуры теплоснабжающей компании как единой системы управления тепловой сетью, активами, потребителями и данными.

Отметим, что главный риск текущего состояния состоит не в отсутствии отдельных ИТ-систем, а в отсутствии единой функциональной среды между ними. Когда ГИС, учет, ТОиР, биллинг, ERP и диспетчерские инструменты работают автономно, компания теряет скорость, достоверность и сквозную ответственность за результат.

Цифровая платформа теплоснабжения является ключевым сегментом такой архитектуры, она переводит тепловую сеть в управляемую производственную систему. ЦПТ должна стать местом, где сходятся данные о схеме сети, потребителях, режимах, дефектах, отключениях, ремонтах, обращениях и производственных событиях.

Практическая модель управления показателями

Для внедрения предлагаемой целевой архитектуры необходимо заранее определить не только перечень ИТ-систем, но и управленческую модель показателей.

На верхнем уровне должны находиться показатели качества и надежности теплоснабжения: количество технологических нарушений, длительность ограничений, доля потребителей, затронутых отключениями, число жалоб, объем перерасчетов, готовность к отопительному периоду.

На производственном уровне должны отслеживаться подпитка, отклонения от температурных графиков, балансы тепловой энергии и сетевой воды, повреждаемость участков, сроки локализации дефектов и выполнение ремонтной программы.

На клиентском уровне – корректность уведомлений, срок обработки обращений, точность предбиллинга и полнота данных приборов учета.

Такая модель показателей должна быть связана с ролями пользователей. Руководство компании видит агрегированную картину по сети и ключевые отклонения; технический блок – режимы, дефекты, аварийность и ремонты; сбытовой блок – приборы, начисления, обращения и ограничения; диспетчер – текущие события, зоны влияния и задания; линейный персонал – конкретные работы и контрольные точки. Если роли не определены, цифровая архитектура превращается в хранилище данных без ясного потребителя результата.

Для каждого показателя требуется определить источник, владельца, периодичность обновления, допустимую задержку, правила контроля качества и порядок разбирательства при расхождениях. Например, показатель подпитки должен иметь источник в системе технологических данных, связь с зоной

теплоснабжения в ГИС, интерпретацию в ЦПТ и, при необходимости, задание ремонтному подразделению. Такая связка позволяет превратить КРІ в управленческое действие.

Требования к управлению данными и НСИ

Управление данными является самостоятельным слоем архитектуры. Для теплоснабжающей компании критичны справочники объектов сети, оборудования, потребителей, приборов учета, договоров, зон теплоснабжения, ремонтных участков, типов дефектов, видов работ и производственных событий. Если эти справочники ведутся независимо, то любая интеграция становится хрупкой: один и тот же объект может иметь разные идентификаторы, адреса, принадлежность к зоне и историю изменений.

Целевая архитектура должна предусматривать механизмы управления мастер-данными и правила синхронизации между ИТ-системами, при этом не обязательно переносить все данные в одну базу. Важно определить, какая ИТ-система является мастер-источником для конкретного типа данных. ГИС может быть мастер-источником для топологии сети, биллинг – для приборов и показаний, система учета – для договорных данных, ТОиР – для ремонтных заказов, ЦПТ – для производственных событий и связей между событием, объектом, потребителем и воздействием.

Качество НСИ должно контролироваться до запуска аналитических решений, иначе отчеты будут отражать ошибки справочников. Поэтому в программу внедрения следует включать задачи по инвентаризации данных, очистке дублей, нормализации адресов, сверке связей объектов и потребителей, правила ведения истории изменений, а также регулярный аудит качества данных.

Вследствие возросшей сложности применяемых в бизнесе информационных и операционных технологий необходимо соответствующее поддержание и повышение уровня доступности ИТ-инфраструктуры и сервисов, которые обеспечат способность справляться с пиковыми нагрузками в условиях возросших операционных нагрузок и ограничений бюджетов. Кроме того, все чаще бизнес прибегает к методу использования гибкой ИТ-инфраструктуры в зависимости от требований. Поэтому ИТ-инфраструктура, поддерживающая функционирование предприятий теплоснабжения, должна быть построена с готовностью мгновенно реагировать на меняющиеся требования и неожиданные сбои без снижения эффективности и роста затрат.

Список источников и литературы

1. Комитет ГД рассмотрит законопроект о готовности теплосетей к отопительному сезону. Текст: электронный // ТАСС: сайт. 2024. 10 янв. URL: <https://tass.ru/ekonomika/19698223> (дата обращения: 28.04.2026).
2. District Heating. Текст: электронный // IEA: сайт. 2023. 11 июля. URL: <https://www.iea.org/energy-system/buildings/district-heating> (дата обращения: 05.05.2026).
3. Schmidt, Dietrich. Annex TS4 Digitalisation of district heating. Текст: электронный // IEA DHC: сайт. 2023. 30 нояб. URL: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_TS4/IEA_DHC_Annex_TS4_Guidebook_2023.pdf (дата обращения: 05.05.2026).
4. Bigliani, Roberta. Enel Embraces AWS Cloud to Transform its IT Operations. Текст: электронный // IDC: сайт. 2016. 30 сент. URL: <https://d1.awsstatic.com/analyst-reports/ENEL%20AWS%20Case%20Study%20English.pdf> (дата обращения: 05.05.2026).
5. Cadmatic enters agreement with Fortum to support digital transformation. Текст: электронный // Cadmatic: сайт. 2024. 26 ноября. URL: <http://cadmatic.com/en/news/cadmatic-enters-agreement-with-fortum-to-support-digital-transformation/> (дата обращения: 05.05.2026).
6. В «Т Плюс» рассказали о снижении повреждаемости теплосетей за счет цифровых технологий. Текст: электронный // ARMTorg.Ru : сайт. 2021. 30 нояб. URL: <https://armtorg.ru/news/40391/> (дата обращения: 12.05.2026).
7. СГК направила полмиллиарда на цифровизацию теплоснабжения в Новосибирске. Текст: электронный // РБК: сайт. 2025. 26 сент. URL: <https://nsk.rbc.ru/nsk/26/09/2025/68d639db9a79475f5c4751ef> (дата обращения: 12.05.2026).
8. «Россети» завершают проектирование распределенной автоматизации в 30 Цифровых РЭС. Текст: электронный // Энергетика и промышленность России: сайт. 2019. 16 авг. URL: <https://eprussia.ru/news/base/2019/5958433.htm> (дата обращения: 12.05.2026).
9. Россети Сибирь готовит платформу для перехода на цифровую модель управления сетями. Текст: электронный // Электроэнергия. Передача и распределение: сайт. 2020. 20 фев. URL: <https://eepir.ru/new/rosseti-sibiry-gotovit-platformu-dlya-perehoda-na-cifrovuyu-modely-upravleniya-setyami/#modal-selection> (дата обращения: 12.05.2026).

ПРЕДИКТИВНАЯ АНАЛИТИКА ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ

Кричкин Вячеслав Петрович – руководитель по взаимодействию с заказчиками Центра информационных технологий ПАО «Интер РАО», г. Москва, e-mail: krichkin_vp@interrao.ru;

Сипачев Константин Евгеньевич – директор департамента решений АСТУ ООО «СИГМА», г. Москва, e-mail: k.sipachev@sigma-it.ru

Аннотация. Данная статья посвящена технологиям предиктивной аналитики для предприятий электрогенерации. Электрическая энергия является критически важным ресурсом для промышленности, транспорта, цифровой экономики, коммунальной инфраструктуры и повседневной жизни. По данным IEA, мировой спрос на электроэнергию в 2024 году вырос на 4,3%, что существенно выше роста 2023 года; драйверами стали электрификация, охлаждение, дата-центры и промышленная активность [1]. В таких условиях надежность генерирующего оборудования становится не только производственной, но и системной задачей. Генерирующие активы капиталоемки, технологически сложны и эксплуатируются в условиях высоких требований к доступности. Их ремонтные циклы связаны с большими затратами, а внеплановые остановки могут приводить к потере выработки, штрафным последствиям, рискам для энергосистемы и ускоренному износу оборудования. Предиктивная аналитика позволяет перейти от ликвидации последствий отказа к раннему обнаружению отклонений, диагностике причин, прогнозированию рисков и планированию технических воздействий на оборудование по фактическому состоянию.

Ключевые слова: цифровая трансформация, предиктивная аналитика, удаленный мониторинг и диагностика, электроэнергетика, генерирующие объекты, искусственный интеллект, диагностические правила

1. Текущее состояние и бизнес-проблематика электрогенерации

Современная электрогенерация находится под давлением нескольких факторов. *Первый* – рост потребности в электроэнергии. Электрификация транспорта, промышленности и зданий, развитие дата-центров и цифровых сервисов, а также рост потребления на охлаждение увеличивают нагрузку на энергосистемы. IEA характеризует текущий период как переход к новой роли электроэнергии в экономике, где надежность генерации и сетей становится критическим условием устойчивого развития [1].

Второй фактор – сложность и капиталоемкость производственных фондов. Котлы, турбины, генераторы, насосы, трансформаторы, системы регулирования и вспомогательное оборудование имеют длительный жизненный цикл, высокую стоимость ремонта и существенную зависимость от режима эксплуатации. Даже небольшие отклонения параметров могут быть ранними признаками развивающегося дефекта, который позже приведет к технологическому нарушению или вынужденному неплановому ремонту.

Третий фактор – ограниченность классической модели планово-предупредительных ремонтов. ППР (планово-предупредительный ремонт) остается необходимым инструментом, но он не всегда учитывает фактическое состояние оборудования. Слишком ранний ремонт увеличивает затраты и выводит оборудование из работы без достаточных оснований; слишком поздний – повышает вероятность отказа. Поэтому отрасль движется к ремонтам по техническому состоянию и риск-ориентированному управлению активами.

Четвертый фактор – фрагментация данных. На электростанции существует множество источников технологической информации: системы АСУ ТП, SCADA, архивы параметров, журналы дефектов, ЕАМ-системы, протоколы обходов, лабораторные данные, данные вибродиагностики, отчеты персонала и т. д. Без единой методологии и платформы мониторинга эти данные трудно использовать для ранней диагностики. Оператор видит текущие параметры, ремонтные службы – историю работ, инженерные центры – отдельные тренды, но для предиктивного анализа нужна целостная картина.

Пятый фактор – это постепенное формирование новой цепочки создания стоимости в энергетике, в которой интеллектуальные приборы учета приобрели статус драйверов и инструментов более глубокого вовлечения клиентов и компаний в процесс обмена энергией и информацией.

2. Сущность предиктивной аналитики

Предиктивная аналитика в электрогенерации – это не просто машинное обучение на исторических данных. Это комплекс методологии, данных, диагностических правил, моделей, экспертной интерпретации и организационного процесса реагирования. Предиктивная аналитика обеспечивает мониторинг, диагностику, прогнозирование технического состояния и выдачу рекомендаций для планирования своевременных воздействий.

Принцип работы состоит в сравнении текущего поведения оборудования с эталонным или ожидаемым поведением – многофакторной моделью нормального режима и характеристик работы оборудования. Эталон может строиться на прошлом поведении оборудования, статистических зависимостях параметров, экспертных знаниях и моделях машинного обучения.

Предиктивная аналитика сигнализирует о ситуациях, когда параметры начинают выходить за диапазоны модели, нарушают корреляции или меняются новых режимов, после ремонтов или технического обслуживания, либо в результате развития дефекта.

Ключевое отличие предиктивной аналитики от традиционных решений заключается в чувствительности к комплексным отклонениям. Так, диспетчерские системы могут фиксировать превышение конкретного порога, когда событие уже достаточно выражено. Предиктивная модель может увидеть микроизменения взаимосвязей параметров раньше: например, рост температуры на сопоставимом режиме, изменение вибрационной картины, нарушение зависимости давления и нагрузки, аномальную динамику подпитки или снижение эффективности теплообмена.

Таблица 1.

Структура системы предиктивной аналитики

Элемент	Содержание	Роль в предотвращении нарушений
Мониторинг	Сбор параметров оборудования и режимов	Раннее обнаружение отклонений
Диагностика	Интерпретация причин и критичности	Отделение значимых событий от шумов
Прогноз	Оценка динамики состояния и риска отказа	Планирование воздействий до отказа
Рекомендации	Действия для персонала и ремонтных служб	Переход от сигнала к управленческому решению
Обратная связь	Подтверждение, устранение, эффект	Улучшение правил и моделей

3. Единый центр удаленного мониторинга и диагностики как организационная модель

Технология дает эффект только при наличии организационного контура. Таким контуром в ПАО «Интер РАО» в настоящий момент является Центр диагностики и мониторинга технического состояния энергетического оборудования (ЦДМ), развернутый в ООО «Интер РАО – Управление электрогенерацией» (г. Москва). С 2023 года Центр осуществляет мониторинг технического состояния оборудования 8 электростанций в системе предиктивной аналитики, регистрирует дефекты в ЕАМ-системе АИС «Стандартное ТОРО», получает подтверждение или уточнение от персонала станции, контролирует устранение и оценивает влияние выполненных работ.

В ЦДМ работают эксперты по тепломеханическому и электрическому оборудованию, вибродиагностике, мониторингу, а также инженеры по моделям энергетического оборудования. Такая структура отражает природу

предиктивной аналитики: алгоритм выявляет отклонение, но интерпретация требует инженерного знания. Рабочая модель должна объединять автоматическое выявление аномалий, диагностические правила и экспертную верификацию.

Важная часть процесса – обратная связь персонала электростанций. Предиктивная аналитика должна не только выдать сигнал, но и встроить его в управленческий цикл: сообщение, подтверждение, рекомендация, задание, ремонтное или режимное воздействие, проверка результата, закрытие дефекта, накопление опыта для улучшения правил и моделей. Без такого цикла предиктивная аналитика останется витриной сигналов и потеряет доверие пользователей.

В ближайшей перспективе ЦДМ будет трансформирован в Единый центр мониторинга и диагностики Группы «Интер РАО» (ЕЦМД) и начнет обслуживать оборудование электростанций всех дочерних обществ сегмента «Генерация».

4. Требования к платформе предиктивной аналитики

Предиктивная аналитика для предприятий электрогенерации Группы «Интер РАО» развивается на базе программного обеспечения, которое разрабатывается и развивается специализированной ИТ-компанией ООО «СИГМА». В рамках создания комплексной Системы удаленного мониторинга и диагностики выделены три направления: внедрение и доработка платформы предиктивной аналитики на базе ПО «СИГМА.СПА», развитие методологии мониторинга и диагностики, организационные изменения.

Единая цифровая платформа системы предиктивной аналитики должна обеспечивать повышение наблюдаемости и автоматизации мониторинга технического состояния, прогнозирование изменения состояния оборудования, предупреждение отказов, повышение надежности и создание условий для перехода к ремонтам по техническому состоянию. Техническое решение включает в себя единый веб-интерфейс, единое окно для доступа к актуальным данным, использует принцип модульности, дает возможность добавления новых функций без полной переработки с использованием low code, что позволит снизить затраты на поддержку и развитие.

Архитектурно платформа должна работать с агрегированными и обработанными данными, полученными от систем сбора и передачи технологической информации, а также данными из архивов. Для таких критически важных объектов как электростанции реализована однонаправленная передача данных из технологического сегмента в корпоративный с использованием дата-диодов, и соблюдение строгих требований информационной безопасности: принцип минимальных

привилегий, регистрация событий входа, действий пользователей и администраторов, защита журналов, безопасные API, защита от SQL-инъекций, XSS и CSRF, безопасное хранение паролей с современными алгоритмами хеширования, разграничение доступа, журналирование событий и защищенные интеграционные потоки.

Предиктивная аналитика работает с чувствительными данными о состоянии оборудования и режимах производства, поэтому доверие к платформе зависит от ее защищенности не меньше, чем от качества моделей.

5. Практические кейсы и статистика применения

В настоящий момент предиктивная аналитика в компаниях электрогенерации Группы «Интер РАО» охватывает оборудование 8 электростанций (котлы, турбины, генераторы и насосы), анализируются порядка 10 000 параметров на основе порядка 700 диагностических правил. Результаты работы ЦДМ за 2,5 года – 71 выявленный и подтвержденный станциями дефект, развитие которых могло привести к технологическим нарушениям, более 200 обнаруженных ошибок КИПиА, порядка 390 млн. руб. потенциально сокращённого ущерба. Эти данные важно трактовать как внутренний проектный ориентир: они показывают масштаб полезности предиктивной аналитики, но при использовании в других компаниях требуют адаптации методики оценки потенциально сокращаемого ущерба.

Один из примеров прогноза – кейс со срывом гидрозатвора на смешивающем подогревателе ПНД-2. Система предиктивной аналитики выявила отклонения, эксперт ЦДМ по результатам анализа направил информационное сообщение на электростанцию с рекомендациями, была получена обратная связь, выдано распоряжение на техническое воздействие, после чего нормальная работа подогревателя была восстановлена. Ценность кейса заключается не только в факте обнаружения, но и в полной цепочке: ранний сигнал, инженерная интерпретация, коммуникация со станцией, действие персонала и проверка результата.

Другой пример связан с контролем регулирующих клапанов системы регулирования турбины. На паровой турбине были выявлены быстротечные процессы изменения нагрузки, сопровождающиеся изменением давления пара, расхода, давления в регулирующей ступени и температуры опорных узлов. Предупредительная сигнализация в таких ситуациях не срабатывает, поскольку все параметры находятся в допустимых диапазонах. Предиктивная аналитика позволила рассмотреть комплекс параметров и сформировать вероятную причину – подклинивание регулирующего клапана. Это хороший пример преимущества предиктивной модели перед системами, которые ориентируются на наборы «пороговых» значений.

Мировая практика также подтверждает успешность применения предиктивной аналитики. Так, GE Vernova указывает, что решения SmartSignal используются для мониторинга нескольких тысяч производственных активов и дают значительный накопленный эффект за счет раннего выявления отклонений [3]. AWS приводит кейс Siemens Energy, где IoT-платформа сократила ручной сбор данных, снизила затраты на обслуживание ОТ-активов и повысила доступность оборудования [4]. IRENA подчеркивает, что предиктивное обслуживание использует мониторинг и аналитику данных для прогнозирования отказов и своевременного планирования ремонтов [2]. В российской энергетике, помимо Группы «Интер РАО», можно отметить внедрения в ПАО «Т Плюс» [5] и на некоторых станциях «Росатома» [6].

6. Ожидаемые эффекты для предприятий электрогенерации

Первый эффект – повышение надежности и доступности оборудования. Раннее обнаружение отклонений позволяет устранить дефект до развития технологического нарушения. Для генерации это особенно важно, поскольку неплановый останов крупного оборудования может иметь последствия для выработки, договорных обязательств, ремонтного бюджета и режимной устойчивости энергосистемы.

Второй эффект – переход к более точному планированию ремонтов. Предиктивная аналитика помогает обосновывать дополнительные ремонтные работы по состоянию, впоследствии переносить часть решений из календарной логики в риск-ориентированную, заранее готовить персонал, материалы и окна вывода оборудования. Это не отменяет планово-предупредительные ремонты, но делает ремонтную программу более связанной с фактическим состоянием активов.

Третий эффект – повышение качества эксплуатации. Предиктивная аналитика выявляет нарушения корреляций, отклонения от режимных карт, признаки неэффективной работы узлов, ошибки КИПиА и потенциально опасные изменения, которые могут не попадать под стандартные уставки отдельных параметров. Это повышает готовность оперативного персонала к внештатным ситуациям и помогает инженерно-техническим службам заранее готовить действия.

Четвертый эффект – накопление корпоративной экспертизы. Диагностические и экспертные правила, модели, история отклонений, подтверждения филиалов и результаты воздействий формируют базу знаний. Для крупной энергетической компании с несколькими электростанциями это особенно ценно: дефект, выявленный на одной площадке, может стать диагностическим правилом для аналогичного оборудования на другой.

Пятый эффект – повышение прозрачности управления активами. Информация о состоянии оборудования, рисках, рекомендациях и выполненных работах становится доступной для ЦДМ, управленческого и линейного уровня станций. Это позволяет связывать технические отклонения с ремонтом, производственной программой, затратами и эффектом.

Таблица 2.

Эффекты от использования системы

Эффект	Механизм достижения	Показатели контроля
Повышение надежности	Раннее выявление дефектов и рисков	Количество предотвращенных нарушений, доступность оборудования
Создание предпосылок для перехода на ремонты по состоянию	Приоритезация работ по фактическому риску	Доля работ, назначенных по диагностике, снижение внеплановых ремонтов
Качество эксплуатации	Контроль корреляций и режимных отклонений	Количество выявленных отклонений и ошибок КИПиА
Корпоративная экспертиза	Единые правила и база событий по группе	Количество диагностических правил, повторное применение кейсов
Потенциальный экономический эффект	Предотвращение ущерба и оптимизация воздействий на оборудование	Подтвержденный потенциальный предотвращенный ущерб

7. Риски внедрения и условия успеха

Главный риск предиктивной аналитики – качество данных. Если первичные параметры неполны, нестабильны, имеют ошибки КИПиА или не синхронизированы по времени, модель будет генерировать ложные сигналы либо пропускать важные отклонения. Поэтому система сбора и передачи технологической информации, нормализация данных, контроль качества и единые справочники являются обязательной частью архитектуры.

Второй риск – организационный. Если сигналы предиктивной аналитики не встроены в процессы управления производственными активами, они не превращаются в действия. Необходимы регламенты: кто принимает сигнал, кто подтверждает, кто назначает работы, кто оценивает эффект, как закрывается событие, как обновляется диагностическое правило.

Третий риск – доверие пользователей. Персонал станции должен понимать, почему система считает отклонение значимым, какие параметры изменились, какие последствия возможны и почему предложена конкретная рекомендация. Поэтому объяснимость моделей, экспертные комментарии и понятная карточка события важны не меньше, чем точность алгоритма.

Четвертый риск – информационная безопасность. Предприятия генерации относятся к критически важной инфраструктуре, и любые интеграции с производственными системами должны учитывать требования ИБ. Такие важные принципы, как однонаправленная передача данных, разграничение доступа, журналирование, защищенные API и контроль уязвимостей, должны проектироваться на старте, а не добавляться после пилотного проекта.

Заключение

Предиктивная аналитика для предприятий электрогенерации является ответом на растущую потребность в надежной, эффективной и управляемой генерации. Рост спроса на электроэнергию, капиталоемкость и износ оборудования, высокий уровень технологических рисков и ограниченность традиционного планово-предупредительного ремонта создают необходимость перехода к управлению техническим состоянием на основе данных.

Целевая модель управления на основе предиктивной аналитики включает единую цифровую платформу, интеграцию с системами управления производственными активами и защищенные потоки данных, единый центр удаленного мониторинга и диагностики, методологию и экспертную интерпретацию. Наибольший эффект возникает не столько от алгоритмов, сколько от связки «данные – модель – эксперт – производственное действие – обратная связь». Именно такая связка позволяет своевременно обнаруживать риски технологических нарушений, повышать готовность персонала, планировать ремонты по состоянию и повышать эффективность предприятий электрогенерации.

Архитектура данных для предиктивной аналитики. Для предиктивной аналитики критически важна архитектура данных. На нижнем уровне находятся производственные системы: АСУ ТП, архивы технологических параметров, комплексы вибродиагностики, системы учета дефектов, лабораторные данные и журналы. Следующий уровень – сбор и передача технологической информации, где данные нормализуются, проверяются, приводятся к единому времени и связываются с объектами оборудования. Только после этого они могут использоваться в моделях предиктивной аналитики.

Модель предиктивной аналитики должна включать иерархию станции: энергоблок, агрегат, узел, компонент, измеряемый параметр, норматив, датчик, диагностическое правило, связанный дефект и ремонтное воздействие. Если такая модель отсутствует, то сигнал будет трудно превратить в задание: непонятно, какой узел затронут, какие параметры подтверждают отклонение и какие работы уже выполнялись ранее.

Исторические данные должны храниться с достаточной глубиной и качеством. Для машинного обучения важны периоды нормальной работы, переходные режимы, ремонты, остановки, пуски, аварийные события и подтвержденные дефекты. При этом не все отклонения являются дефектами: часть связана с изменением режима, качества топлива, внешних условий, или связана с наладкой после ремонта. Поэтому данные должны сопровождаться производственным контекстом, иначе модель будет путать нормальные режимные изменения с признаками отказа.

Методология диагностики и жизненный цикл моделей. Жизненный цикл модели предиктивной аналитики начинается с выбора объекта и параметров. Для каждого типа оборудования требуется определить диагностируемые неисправности, доступные параметры, нормальные режимы, ограничения применимости модели и ожидаемые признаки отклонений. После этого формируются диагностические правила и алгоритмы, которые проверяются на исторических данных и пилотной эксплуатации.

Модель предиктивной аналитики не должна считаться завершенной после первого запуска. Оборудование стареет, меняются режимы, выполняются ремонты, устанавливаются новые датчики, корректируются технологические схемы. Поэтому необходим процесс сопровождения моделей: контроль качества сигналов, анализ ложных срабатываний, подтверждение полезных событий, пересмотр правил, обучение на новых данных и документирование изменений. Инженер по моделям в составе ЕЦМД как раз отвечает за решение этих задач.

Диагностическое правило должно быть объяснимым. Пользователь должен видеть, какие параметры изменились, в каком режиме это произошло, чем текущее поведение отличается от эталонного, какие последствия возможны и почему предложена рекомендация. Понимание причинно-следственных связей снижает сопротивление персонала и помогает отличать полезный сигнал от статистического шума.

Методология должна также учитывать критичность оборудования. Для вспомогательного насоса и основного турбогенератора требования к чувствительности, скорости реакции, экспертному подтверждению и управленческому уровню события различаются. Поэтому предиктивная аналитика должна поддерживать классификацию событий по вероятности, критичности, зоне влияния и срочности реакции.

Список источников и литературы

1. IEA: Electricity 2025. Текст: электронный // IEA: сайт. 2025. 14 фев. – URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-2025> (дата обращения: 06.05.2026).
2. Digitalisation and AI for power system transformation. Текст: электронный // IRENA.org : сайт. 2025 URL: <https://www.irena.org/Digital-Report/Digitalisation-and-AI-for-power-system-transformation-Perspectives-for-the-G7> (дата обращения: 13.05.2026).
3. GE Vernova SmartSignal. – Текст : электронный // GE Vernova : сайт. 2025. URL: <https://www.gevernova.com/software/products/asset-performance-management/equipment-downtime-predictive-analytics> (дата обращения: 13.05.2026).
4. Siemens Energy Builds Industrial IoT Platform and Drives Smart Manufacturing Using AWS IoT. – Текст : электронный // aws.amazon.com : сайт. – URL: <https://aws.amazon.com/solutions/case-studies/siemens-energy-video-case-study/> (дата обращения: 13.05.2026).
5. Искусственный интеллект начал предотвращать дефекты на ТЭЦ. Текст: электронный // НП «Российское теплоснабжение»: сайт. 2023. 11 фев. URL: <https://www.rosteplo.ru/news/2023/11/02/1698875116-iskusstvennyj-intellekt-nachal-predotvrashchat-incidenty> (дата обращения: 13.05.2026).
6. ИИ Росатома прогнозирует более 80% инцидентов. Текст: электронный // Росатом Инфраструктурные решения: сайт. 2026. 27 мар. URL: <https://www.rusatom-utilities.ru/media-center/news/ii-rosatoma-prognoziruet-bolee-80-intsidentov/> (дата обращения: 13.05.2026).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СРЕДСТВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРЕДИКТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

Купчинский Алексей Михайлович – инженер Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: kupchinskyam@gmail.com;

Дрогунов Матвей Андреевич – инженер Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: MADrogunov@vti.ru;

Стукалин Андрей Александрович – инженер Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: AAStukalin@vti.ru;

Осокина Майя Дмитриевна – техник Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: maya.osokina@gmail.com.

Аннотация

В статье рассматривается концепция применения средств математического моделирования (Ansys Fluent, Rocky, Mechanical, Aspen Plus, Boiler Designer) для построения предиктивных моделей теплоэнергетического оборудования с целью перехода от планово-предупредительных ремонтов к обслуживанию по фактическому состоянию. Обоснована актуальность создания цифровых двойников котлов, газоходов ГТУ и пульпопроводов, позволяющих количественно прогнозировать остаточный ресурс узлов под воздействием изменяющихся свойств топлива, циклических нагрузок и отложений. Описана архитектура перспективной системы прогнозирования ресурса котла в реальном времени, включающая три этапа: офлайн-моделирование многовариантных режимов, интеграцию с АСУ ТП и цветовую визуализацию прогнозов на щите управления. Приведены примеры внедрения разработанных предиктивных моделей для четырёх объектов ТЭС (котельные

агрегаты, газоходы, пульпопроводы), в том числе для Томской ГРЭС-2 и Талаховской ТЭС.

Ключевые слова: предиктивное моделирование; математическое моделирование; цифровой двойник; остаточный ресурс; теплоэнергетика; котельный агрегат; газоход газотурбинной установки; пульпопровод; коррозия; эрозия; усталость металла; гидрозолоудаление

Введение

Теплоэнергетика остаётся одной из ключевых отраслей экономики, обеспечивающей надёжное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией. Однако основные фонды тепловых электростанций (ТЭС) характеризуются высоким уровнем износа, а их работа сопровождается действием множества нестационарных факторов. Свойства органического топлива (влажность, зольность, содержание серы, теплота сгорания) могут существенно варьироваться в зависимости от месторождения, сезона и даже отдельной поставки [1–3]. Газотурбинные установки всё чаще эксплуатируются в маневренных режимах с частыми пусками и остановами, что провоцирует накопление усталостных повреждений в металле газоходов. Системы гидрозолоудаления в холодное время года подвержены риску замерзания и образования пробок из-за отложений солей жёсткости [4].

В этих условиях традиционная система планово-предупредительных ремонтов, основанная на усреднённых нормативах и календарных интервалах, часто оказывается неэффективной. Ремонты либо проводятся раньше необходимого срока (избыточные затраты), либо запаздывают, что приводит к аварийным остановам и значительным экономическим потерям. Альтернативой является переход к обслуживанию оборудования по фактическому состоянию, когда решение о ремонте принимается на основе объективных данных о текущем техническом состоянии и прогноза его изменения [5]. Ключевую роль в реализации такого подхода играют предиктивные модели – инструменты, позволяющие по текущим режимным параметрам оценивать остаточный ресурс узлов и оптимальные сроки ремонтных вмешательств.

Предиктивные модели строятся, как правило, на базе математического моделирования физико-химических процессов, протекающих в оборудовании: аэродинамики, горения, теплообмена, эрозии, коррозии, вибраций и накопления усталости [6, 7]. Современные программные комплексы (Ansys Fluent, Rocky, Mechanical, Aspen Plus, Boiler Designer) позволяют создавать цифровые двойники оборудования с высокой степенью детализации, проводить многовариантные расчёты и вырабатывать количественные зависимости. После

калибровки по реальным эксплуатационным данным такие модели становятся основой для прогнозирования остаточного ресурса.

В настоящей статье представлен опыт АО «ВТИ» по разработке предиктивных моделей для четырёх различных объектов тепловой электростанции. На каждом примере показан переход от проблемы к количественному прогнозу, а затем к практическим рекомендациям. В заключение предложена обобщённая концепция перспективной системы прогнозирования остаточного ресурса котла в реальном времени.

1. Прогнозирование коррозии и эрозии котельных агрегатов от качества угля

Котельные агрегаты ПК24 и БКЗ-420, эксплуатируемые в системе ООО «Байкальская энергетическая компания», проектировались под сжигание угля с низким содержанием серы (около 0,4%) и зольности (около 14,6%), однако фактически на сжигание поступает топливо с серой до 3,33% и зольностью до 35% [8]. В результате значительно ускорилась коррозия (высокотемпературная сульфидная и низкотемпературная серноокислотная), а также эрозия труб поверхностей нагрева от частиц золы. Анализ актов отказов показал, что около 70% повреждений приходится на нижнюю радиационную часть и зоны крепления труб, где активно развиваются коррозионные процессы, а также на трубы воздухоподогревателей, подверженные низкотемпературной коррозии.

Для установления количественных связей выполнены расчёты в программных комплексах Ansys Fluent, Rocky и Aspen Plus. Созданы трёхмерные модели топок, рассчитано распределение температур и концентраций сероводорода H_2S (рис. 1) и диоксида серы SO_2 при содержании серы 0,5%; 1,5%; 2,5% и 3,33%. Показано, что при содержании серы более 1,5% массовая доля H_2S в дымовых газах резко возрастает (рис. 2). Параллельно в Rocky моделировалось движение частиц золы и их эрозионное воздействие на трубные пучки (водяной экономайзер, конвективный пароперегреватель, воздухоподогреватель) при двух вариантах зольности – проектной (14,6%) и повышенной (35%). В Aspen Plus анализировалась конденсация серной кислоты из дымовых газов на холодных стенках с определением температуры точки росы и скорости коррозии.

Расчёты показали, что при зольности 35% скорость эрозии водяного экономайзера выросла в 3,5 раза по сравнению с проектной (с 0,11 до 0,38 мм/год). Скорость низкотемпературной коррозии трубчатого воздухоподогревателя при содержании серы 1,5% увеличилась на 153% относительно уровня при 0,5% серы. На основе полученных зависимостей разработана инженерная методика расчёта утонения стенок и определены браковочные коэффициенты по топливу: сера не более 1,5%, зольность не более

15%. При превышении этих значений рекомендуется корректировать режим (увеличивать избыток воздуха для снижения восстановительных зон, поднимать температуру уходящих газов выше точки росы) либо сокращать межремонтные интервалы.

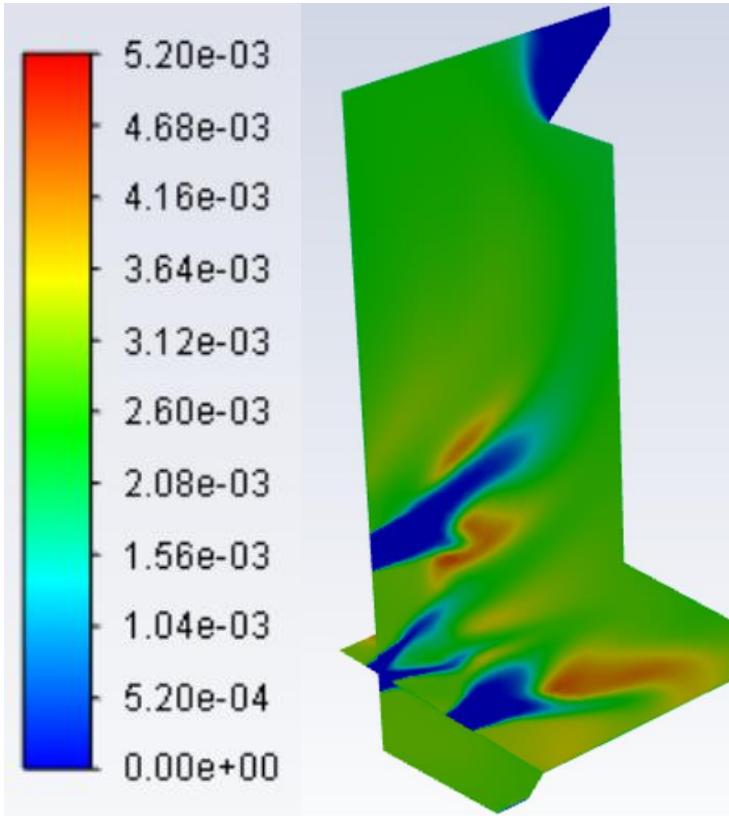


Рис. 1 – Распределение массовой доли H2S в топке котла

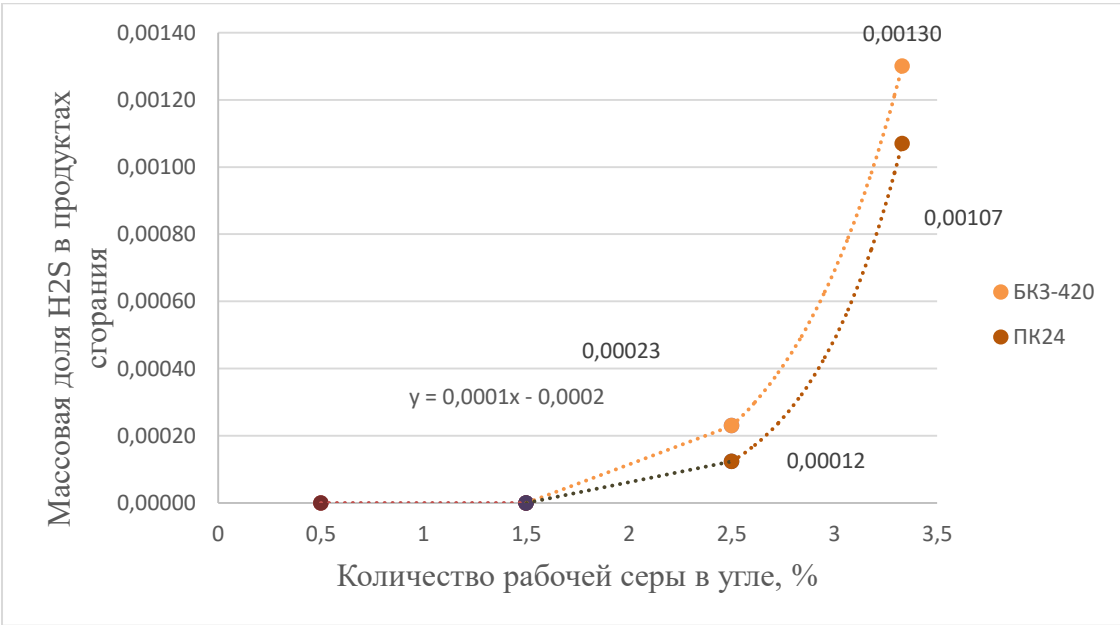


Рис. 2 – Зависимость массовой доли H2S на выходе из топки от разного количества S в угле

2. Автоматическая коррекция топочного режима при колебаниях свойств угля

Котёл Е-210-13.8КТ (БКЗ-210-140) Томской ГРЭС-2 сжигает кузнецкие угли марки Д, свойства которых подвержены сильным колебаниям: влажность от 10 до 25%, зольность от 5 до 20%, низшая теплота сгорания от 15,5 до 24,7 МДж/кг [9]. По данным экспресс-испытаний, температура газов на выходе из топки при номинальной нагрузке меняется в диапазоне 1103–1207°C (разброс 104°C). Это приводит к трудностям в поддержании заданной температуры перегретого пара, шлакованию экранов и пароперегревателя, снижению КПД и росту выбросов NOx.

Для оценки возможности стабилизации температурного режима выполнены тепловые расчёты в программе Boiler Designer для трёх видов угля – базового, «улучшенного» (минимальные зольность и влажность) и «ухудшенного» (максимальные) (табл. 1). Одновременно исследовалось влияние положения ядра факела в топке, которое можно изменять поворотом горелок в вертикальной плоскости. В соответствии с нормативным методом [10] использовался параметр М, характеризующий высоту расположения максимума температур. При повороте горелок вниз на 15° параметр М увеличивается, ядро горения опускается, и температура на выходе из топки снижается; при повороте вверх – наоборот.

Расчёты показали, что изменение угла поворота горелок в пределах $\pm 15^\circ$ позволяет регулировать температуру газов на выходе из топки в диапазоне около 90°C: 1100°C (поворот вниз 15°), 1150°C (горизонтально), 1198°C (поворот вверх 15°) (табл. 2). Этого достаточно, чтобы полностью перекрыть разброс температур, вызванный колебаниями свойств угля (104°C). Результаты CFD-расчётов в Ansys Fluent подтвердили адекватность использованных упрощённых зависимостей.

Таблица 1.

Характеристики трёх исследуемых углей

Показатель	Уголь		
	«базовый»	«улучшенный»	«ухудшенный»
Влажность на рабочую массу, %	18.71	10.0	25.0
Зольность на рабочую массу, %	10.99	5.0	20.0
Низшая рабочая теплота сгорания, МДж/кг (ккал/кг)	20.14	24.66 (5889)	15.50 (3703)

Таблица 2.

Зависимость температуры от угла поворота факела в топке

Угол поворота горелок, град	Параметр М	Температура газов на выходе из топки, °С
-15	0.432	1109
0	0.394	1150
+15	0.357	1198

На основе этого результата разработан алгоритм автоматической корректировки режима горения, который может быть встроен в существующую АСУ ТП.

Алгоритм имеет двухуровневый приоритет: сначала контролируется безопасность – температуры металла горелок и пылепроводов. При их превышении система перераспределяет подачу пыли и при необходимости отключает проблемные горелки. Только после нормализации переходят к технологическим параметрам – температуре газов на выходе из топки и перегретого пара. Для них введены четыре степени отклонения (каждые 10°С для газов, 3°С для пара). При малых отклонениях система перераспределяет топливо между ярусами горелок, при больших – поворачивает горелки на 5°, 10° или 15° в соответствии с полиномиальными зависимостями, полученными в ходе испытаний. Ключевым элементом является вихревая поворотная горелка (рис. 4), конструкция которой защищена патентами РФ [11, 12] и которая обеспечивает изменение направления факела в вертикальной плоскости на $\pm 15^\circ$ без нарушения устойчивости горения и с низкими эмиссиями NOx.

3. Прогнозирование разрушения газоходов газовых турбин

Газоходы газотурбинных установок Талаховской ТЭС выполнены из нержавеющей стали 12Х18Н10Т толщиной 6 мм, имеют горизонтальный (Г1) и вертикальный (Г2) участки, снабжены кольцевыми рёбрами жёсткости и опираются на рамные металлоконструкции [13]. В процессе эксплуатации (циклические пуски-остановы, переходы с газа на дизельное топливо) в металле возникали трещины, которые после заварки появлялись вновь, часто в околосшовной зоне. За период 2022–2024 гг. количество ремонтных накладок увеличилось, остаточные деформации газохода Г1 выросли с 45 до 90 мм.

Лабораторные исследования вырезок металла (химический состав, микроструктура, механические свойства) показали, что качество металла соответствует требованиям ГОСТ, а причина повреждений – конструктивная особенность. Для её выявления выполнены модальный и гармонический анализы в Ansys Mechanical (рис. 5). Расчётная модель включала оболочку газохода, рёбра жёсткости и опорные элементы. Задавались реальные тепловые нагрузки (температура газов до 650°С, неравномерность по объёму) и

циклический режим (пуск – работа – останов). Модальный анализ выявил 62 собственные частоты в диапазоне до 100 Гц; наиболее опасными оказались частоты 12,8 Гц (сжатие-растяжение по оси газохода), 13,8 Гц (кручение относительно оси ОХ) и 17,9 Гц (кручение относительно ОZ). Эти частоты близки к частотам пульсаций газового потока, зафиксированным при виброобследовании (12,5 Гц). Гармонический анализ показал, что в местах приварки рёбер жёсткости возникают эквивалентные напряжения 200–390 МПа, превышающие предел текучести стали (около 205 МПа). Расчётное количество циклов до образования макротрещины по критерию малоциклового усталости составило 349 – при ежедневных пусках это менее года.



Рис. 3 – Поворотная горелка «в металле»

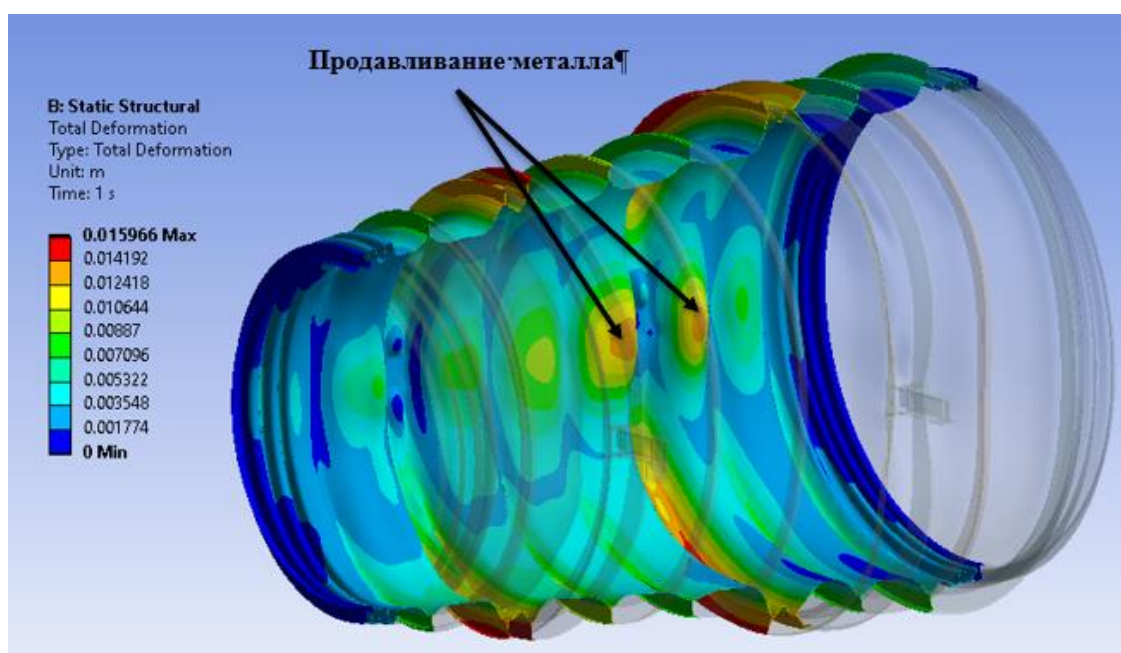


Рис. 4 – 3D-модель газохода и картина деформаций

Предложено техническое решение: заменить жёсткую сварную конструкцию на секционный газоход, собираемый из плоских пластин, соединённых болтами через овальные отверстия с высокотемпературным уплотнением (рис. 7). Такая конструкция допускает свободное тепловое расширение в осевом и поперечном направлениях. Расчёты секционного газохода показали снижение максимальных напряжений до 250–280 МПа (ниже предела прочности 520 МПа), а деформации остаются упругими (до 45 мм). Расчётный ресурс увеличивается до практически неограниченного ($>10^5$ циклов).

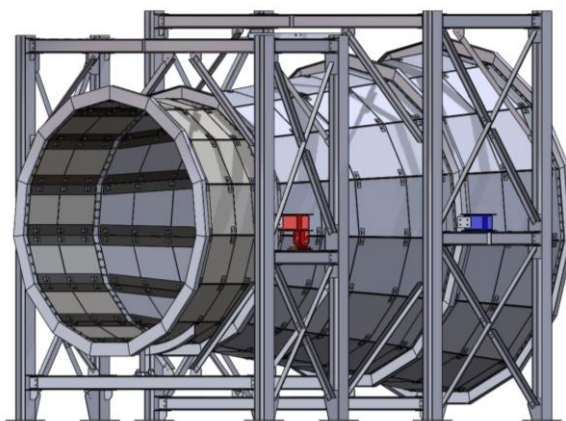


Рис. 5 – Конструкция секционного газохода

4. Прогнозирование забивания и замерзания пульпопроводов

Пульпопровод №4 Ново-Иркутской ТЭЦ, входящий в систему гидрозолоудаления, представляет собой стальную трубу диаметром 426×10 мм протяжённостью 4250 м и транспортирует пульпу (смесь воды и золошлаковых отходов) от багерной насосной до золоотвала. Расход пульпы – 600–1000 т/ч, скорость в нормальном режиме – 1,4–1,6 м/с. В зимний период при температуре наружного воздуха до -33°C на участках с поворотами (90° , 120° , 160°) происходило обрушение пристеночного слоя отложений солей жёсткости с образованием пробок. После отогрева и восстановления работы пробки возникали вновь.

Для анализа процессов выполнен комплекс расчётов в Ansys Fluent (гидравлика, замерзание, отогрев) и Rocky (адгезия частиц, обрушение). Химический анализ отложений показал, что они на 88% состоят из карбоната кальция (CaCO_3), обладают высокой адгезией в сухом виде, но активно впитывают воду. Моделирование адгезии проводилось для двух сценариев: сильная адгезия (отложения прочно держатся на стенке) и слабая (наличие плёнки воды между отложением и стенкой). При резком охлаждении вода в

зазоре замерзает, объём льда увеличивается на 9%, что приводит к отслоению и обрушению частиц в нижнюю часть трубы (рис. 8). Гидравлические расчёты показали, что при частичном заносе гидравлический диаметр уменьшается, скорость потока возрастает до 16 м/с, однако насосное оборудование не способно поддерживать расход, и возникает кавитация, усугубляющая забивание.

Установлена критическая толщина отложений – 5 мм. При меньшей толщине даже при слабой адгезии обрушения недостаточно для полной закупорки; при большей – пробка образуется гарантированно. Оптимальный режим отогрева – подача горячей воды с температурой 55–70°C, расходом не менее 400 т/ч и скоростью потока более 1,0 м/с. Отогрев открытым огнём опасен (вскипание воды в зазорах, локальный перегрев металла) и не рекомендуется при толщине отложений более 5 мм. Индукционный прогрев даёт средний эффект, но требует специального оборудования и мер электробезопасности.

На основе расчётов разработаны практические рекомендации: проводить механическую очистку пульпопроводов 1 раз в 2 года (или при достижении толщины отложений 5 мм по данным ультразвуковой толщинометрии); поддерживать температуру стенки зимой не ниже 0...+5°C с помощью теплоизоляции или подогрева; заменить отводы 90° на отводы с большим радиусом ($R = 5\text{--}8$ диаметров) или плавные переходы с углом 120–160° для снижения гидравлического сопротивления; при останове на длительное время в морозы заполнять пульпопровод сетевой водой (консервация).

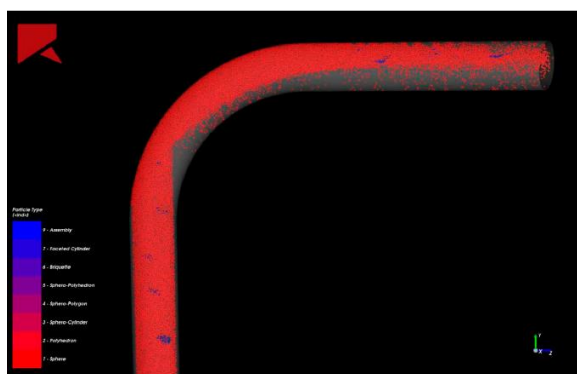


Рис. 6. Слабая адгезия и обрушение на повороте 90°

5. Перспективная система прогнозирования остаточного ресурса котла в реальном времени

Обобщая подходы, использованные в описанных работах, предлагается концепция системы, которая в реальном времени прогнозирует остаточный ресурс каждой поверхности нагрева котла. Система базируется на трёх этапах.

Первый этап – офлайн-моделирование. Создаётся детальный цифровой двойник котла в Ansys Fluent/Mechanical/Rocky. Выполняется многовариантный расчёт для всех значимых комбинаций входных параметров: состав топлива (сера, зольность, влажность, теплота сгорания), нагрузка (50–100%), температура воздуха, присосы по тракту, комбинации работающих горелок и мельниц. Для каждой трубы каждой поверхности нагрева определяются поля температур, скорости эрозии, коррозии, накопления шлака и остаточный ресурс в часах. Все результаты заносятся в базу данных расчётных режимов.

Второй этап – интеграция с АСУ ТП. Программный шлюз каждые 5–10 минут опрашивает контроллеры, получая фактические значения параметров (расходы, температуры, давление, состав газов, состояние горелок). Формируется вектор текущего режима, и с помощью алгоритма поиска (например, метод k-ближайших соседей) в базе данных находится наиболее близкий расчётный режим. Остаточный ресурс для каждого элемента экстраполируется линейно по времени.

Третий этап – визуализация на щите управления. На мнемосхеме котла цветом обозначается прогнозируемый ресурс: зелёный – более 2 лет, жёлтый – от 6 месяцев до 2 лет, красный – менее 6 месяцев (требуется планирование ремонта). Дополнительно отображается прогнозируемая дата следующего останова (наименьший ресурс среди критических узлов) и список элементов с наиболее быстрой деградацией (Рис. 11 – пример мнемосхемы с цветовой индикацией).

Для реализации системы требуются: мощный вычислительный кластер (однократный расчёт тысяч режимов занимает 2–4 недели), верифицированная модель котла (расхождение расчётных и фактических температур не более 5%), высокая точность и надёжность датчиков, автоматизация расчётных цепочек (скрипты Python, параметрические модели Ansys). Ограничения связаны с деградацией оборудования (модель требует обновления раз в 3–5 лет) и с необходимостью регулярной поверки датчиков. Несмотря на высокие начальные, система окупается за счёт оптимизации ремонтных циклов и предотвращения аварийных остановов.

Заключение

Комплексное использование средств математического моделирования (Ansys Fluent, Rocky, Mechanical, Aspen Plus, Boiler Designer) позволяет создавать верифицированные цифровые двойники теплоэнергетического оборудования – котлов, газоходов ГТУ, пульпопроводов.

На основе цифровых двойников могут быть построены предиктивные модели, которые количественно связывают входные факторы (качество топлива, режимные параметры, количество циклов) со скоростью деградации

(коррозия, эрозия, усталость, забивание отложениями). Такие модели позволяют прогнозировать остаточный ресурс элементов и оптимальные сроки ремонтных вмешательств.

Четыре представленных примера демонстрируют эффективность подхода. Определены браковочные коэффициенты по сере (1,5%) и зольности (15%) угля, разработан алгоритм автоматической коррекции топочного режима с диапазоном регулирования $\sim 90^{\circ}\text{C}$, установлено критическое число циклов для газоходов ГТУ (349) и критическая толщина отложений (5 мм) для пульпопроводов. Для каждого объекта предложены технические решения, повышающие надёжность.

Предложена концепция перспективной системы прогнозирования остаточного ресурса котла в реальном времени, основанная на предварительном расчёте тысяч режимов, базе данных и интеграции с АСУ ТП. Такая система позволяет перейти от планово-предупредительного ремонта к обслуживанию по фактическому состоянию.

АО «ВТИ» располагает необходимыми компетенциями и готово к реализации пилотных проектов по внедрению предиктивных систем на тепловых электростанциях.

Список источников и литературы

1. Сосин Д.В., Штегман А.В. Опыт сжигания каменного угля марки Д разреза АО «Шубарколь Комир» в котлах блоков 225 МВт Черепетской ГРЭС // Электрические станции. 2017. № 2. С. 19–22.
2. Алехнович А.Н. Характеристики и свойства энергетических углей. Челябинск: Цицеро, 2012. 190 с.
3. Энергетические угли восточной части России и Казахстана: справочник. Челябинск: УралВТИ, 2004. 180 с.
4. Отчёт «Оказание услуг по обследованию состояния пульпопроводов Н-ИТЭЦ и разработке рекомендаций по их профилактике» (договор №200-26-V-2023). М.: АО «ВТИ», 2023. 34 с.
5. Изюмов М.А. Методология принятия технических решений. М.: Энергоатомиздат, 2000. 100 с.
6. Ковалев А.П., Катковская К.Я. Котельные агрегаты. Часть вторая. М.: Госэнергоиздат, 1950. 280 с.
7. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М.: Наука, 2002. 245 с.
8. Отчёт «Оценка влияния качественных характеристик угля на изменение технико-экономических показателей и ресурса работы элементов и

узлов котельных агрегатов ООО "БЭК"» (договор №1-ТС). М.: АО «ВТИ», 2024. 175 с.

9. Рыжий И.А., Штегман А.В., Сосин Д.В., Натальин А.С. Исследование влияния положения факела в топке на режим работы пылеугольного котла // Теплоэнергетика. 2024. № 4. С. 35–44. DOI: 10.56304/S0040363624040052.

10. Тепловой расчёт котлов (нормативный метод). 3-е изд. СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. 256 с.

11. Пат. RU 207329 U1 РФ, МПК F23D 1/00. Пылеугольная горелка с поворотной выходной частью / А.В. Штегман, И.А. Рыжий, Е.А. Фоменко, Д.В. Сосин. Оpubл. 25.10.2021. Бюл. № 30.

12. Пат. RU 207337 U1 РФ, МПК F23D 1/00. Малооксидная вихревая пылеугольная горелка с остроконечными рассекателями и завихрителем потока аэросмеси / А.В. Штегман, И.А. Рыжий, Е.А. Фоменко, Д.В. Сосин. Оpubл. 25.10.2021. Бюл. № 30.

13. Отчёт «Исследование принципов секционирования и вибрационной устойчивости газоходов с разработкой рекомендаций по проектированию газоходов с высокой степенью компенсации тепловых расширений...» (договор №8-ТТС/002-0001-24). М.: АО «ВТИ», 2025. 41 с.

ЦИФРОВАЯ ПЛАТФОРМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Лидерман Владимир Викторович – исполнительный директор ООО «ИСЕРВ», e-mail: v-liderman@it-serv.ru

Аннотация

Цифровая платформа теплоснабжения (ЦПТ) рассматривается как ключевой сегмент целевой функциональной архитектуры для современных компаний теплоснабжения, описанной в статье «Целевая архитектура цифровизации предприятий теплоснабжения». Ее назначение – создать единый цифровой контур управления теплосетевым бизнесом: от производственных событий и режимов сети до уведомлений потребителей, предбиллинга, заданий на ремонты, отчетности и принятия управленческих решений. В отличие от ИТ-систем, платформа должна обеспечивать не отдельные функции, а связность процессов.

Исходная проблема для теплосетевых компаний Группы «Интер РАО» состоит в том, что компании используют разрозненные системы, данные не синхронизированы, часть процессов не цифровизирована, а имеющийся прототип в АО «ТомскРТС» нельзя тиражировать без переработки из-за устаревшей архитектуры, иностранных компонентов и различий в специфике теплосетей. Поэтому целевое решение должно быть промышленным, линейно масштабируемым, импортонезависимым и пригодным для внедрения и тиражирования в АО «ТомскРТС», АО «ОмскРТС», ООО «БашРТС» и других теплосетевых компаниях.

Ключевые слова: цифровая платформа теплоснабжения, цифровизация энергетики и ЖКХ, теплосетевая компания, интеграция, единое информационное пространство.

Предпосылки создания платформы

Основная предпосылка создания ЦПТ – накопленная фрагментация ИТ-ландшафта. Для расчета теплогидравлических режимов, тепловых потерь, балансов, коммерческого учета, начислений, контроля качества услуги, приоритезации замены участков сети и ремонтов используются разные решения: геоинформационная система Zulu, информационно-измерительные комплексы ЭЛДИС и ЛЭРС-Учет, биллинговая система Omni-US, система управления производственными активами ТОРО и другие. Каждая система обладает локальной полезностью, но их автономная работа создает управленческие разрывы. Подразделения обмениваются данными

несвоевременно; одни и те же объекты описываются по-разному; актуальность сведений о приборах, дефектах, потребителях и участках сети различается.

Последствия проявляются на нескольких уровнях. На оперативном уровне диспетчеру сложно быстро оценить зону влияния отключения или дефекта. На ремонтном уровне сложно приоритезировать работы с учетом технического состояния, истории повреждений и влияния на потребителей. На клиентском уровне возрастает риск некорректных уведомлений, перерасчетов и задержек в обработке обращений. На уровне руководства усложняется формирование кросс-функциональной отчетности, потому что данные требуется сводить из разных источников вручную или полуавтоматически.

Прототипом ЦПТ является Единая аналитическая система (ЕАС) АО «ТомскРТС», реализованная в 2019 году. ЕАС показала практическую ценность единой точки доступа к данным: были интегрированы системы Zulu, ЛЭРС-Учет и Omni-US; автоматизированы отдельные отчеты по режимам сети; реализована работа с подпиткой, утечками, режимными картами, дефектами, планами ремонтов, приборами учета, предбиллингом и уведомлениями. Однако прямое тиражирование ЕАС крайне затруднительно: решение использует иностранные компоненты, устаревшую ИТ-архитектуру и не учитывает специфику всех теплосетевых компаний Группы «Интер РАО» и российской теплоэнергетической отрасли.

Цели и периметр ЦПТ

Цель ЦПТ – внедрение единого промышленного линейно масштабируемого ИТ-решения в теплоснабжающих и теплосетевых компаниях Группы. Платформа должна стать единым окном для мониторинга бизнес-процессов по функциональным направлениям в рамках ролевой модели и полномочий. Это означает, что руководство ПАО «Интер РАО», руководство теплосетевой компании, линейный руководитель и линейный персонал должны видеть разные, но согласованные представления одной и той же производственной картины.

Функциональный периметр включает управление производственными активами, управление воздействиями на активы, эксплуатацию, взаимодействие с потребителями, взаимодействие с регуляторами и управление нормативно-справочной информацией. В эксплуатационном контуре важнейшими функциями являются диспетчерское управление теплосетью, ведение журнала производственных событий, назначение и контроль заданий, оперативное управление выездными бригадами, планирование отключений и включений, расчет балансов, контроль отклонений от профилей потребления и контроль договорных режимов.

В контуре технического состояния платформа должна поддерживать обнаружение и регистрацию дефектов на тепловых сетях, мониторинг гидравлических испытаний, определение приоритетных участков для капитального ремонта, приоритезацию устранения дефектов, оперативное управление ремонтами и ресурсами, а также оценку эффекта от выполненных ремонтных работ. В клиентском контуре важны профили юридических и физических лиц, технологическое присоединение, предбиллинг, оповещения, обращения, заявки, дебиторская задолженность и готовность объектов потребителей к отопительному периоду.

Архитектура данных и интеграции

ЦПТ должна работать как интеграционная и процессная надстройка над существующими источниками данных, но не как хаотичный агрегатор. Критически необходима подготовка нормативно-справочной информации (НСИ) и оперативных данных для тиражирования: без единой модели объектов тепловой сети, потребителей, приборов учета, участков, камер, тепловых пунктов, насосных станций, дефектов и событий платформа не сможет обеспечить достоверную аналитику.

Интеграции должны связывать платформу с Zulu и другими инженерными моделями, системами коммерческого и технологического учета, ТОРО, биллингом, системами документооборота, взаимодействия с клиентами и каналами обращений, корпоративной отчетностью и системами оповещения. При этом каждая интеграция должна иметь владельца данных, регламент обновления, правила контроля качества и понятную схему обработки ошибок. В противном случае единое окно быстро превратится в витрину несогласованных сведений.

Архитектура ЦПТ должна учитывать требования информационной безопасности и импортонезависимости. Представляется целесообразным в качестве базы использовать импортонезависимую платформу от ООО «ИСЕРВ», зарегистрированную в реестре отечественного ПО Минцифры РФ, а также реализовывать требования внутренних нормативных документов по информационной безопасности и требований ФСТЭК. Для платформы, работающей с производственными данными и инфраструктурными объектами, безопасность не является внешним приложением: ролевой доступ, журналирование действий, защита интеграционных потоков и разграничение полномочий должны быть заложены в архитектуру ЦПТ.

Функциональные блоки платформы

Первый блок – цифровой двойник и диспетчерское управление системой теплоснабжения. Он должен объединять схему сети, режимные параметры, отключения, переключения, события и потребителей, попадающих в зону

воздействия. Практический результат – быстрое понимание, какие объекты и потребители затронуты, какие действия требуются, какие ограничения возникают и какие уведомления должны быть сформированы.

Второй блок – управление техническим состоянием и воздействиями на производственные активы. Платформа должна не просто хранить историю дефектов, а поддерживать полный цикл: обнаружение, регистрация, локализация, приоритет, задание, выполнение, закрытие, оценка эффекта. Такой подход особенно важен при ограниченных ресурсах на перекладку сетей и ремонты: решения должны приниматься на основе риска, истории повреждений, влияния на потребителей и доступности ресурсов.

Третий блок – потребительский и сбытовой контур. Предбиллинг, оповещения об отключениях, обработка заявок, контроль договорных режимов, работа с приборами учета и готовность к отопительному периоду должны быть связаны с фактической производственной ситуацией. Это снижает риск некорректных начислений и повышает качество коммуникации с потребителями.

Четвертый блок – отчетность и аналитика. Платформа должна формировать управленческие показатели по режимам, потерям, подпитке, дефектам, отключениям, ремонтам, обращениям и качеству услуги. Для руководства ценность заключается не в наличии еще одного отчета, а в возможности видеть фактическую картину на основе синхронизированных данных и быстро переходить от КРІ к первичным событиям.

Таблица 1.

Структура ЦПТ

Блок ЦПТ	Основные функции	Ожидаемая управленческая ценность
Диспетчеризация и цифровой двойник	Схема сети, режимы, отключения, события, зоны влияния	Быстрое понимание производственной ситуации и последствий
Управление техническим состоянием	Дефекты, диагностика, приоритеты, ремонты, эффект работ	Риск-ориентированное распределение ремонтных ресурсов
Потребительский контур	Профили, обращения, оповещения, предбиллинг, договорные режимы	Снижение ошибок и повышение качества коммуникации
Отчетность и аналитика	КРІ, балансы, потери, подпитка, ремонты, обращения	Единая управленческая картина по теплосетевой компании
НСИ и интеграции	Объекты, потребители, приборы, справочники, обмен данными	Согласованность данных между системами

Ожидаемые выгоды и ограничения

Следует понимать, что экономический эффект от ЦПТ не является гарантированным, поскольку технологические потери могут продолжать расти из-за физического старения сетей. По данным Росстата, по состоянию на январь 2024 года «общий износ тепловых сетей составляет более 60%, более 30% тепловых сетей нуждаются в замене» [1]. Таким образом, платформа не заменяет инвестиции в инфраструктуру, однако она позволяет повысить качество решений о том, куда в первую очередь направлять ограниченные инвестиции и ремонтные ресурсы.

Ожидаемые выгоды включают повышение управляемости транспорта тепловой энергии, улучшение качества режимов, ускорение выявления и локализации утечек и дефектов, повышение качества планирования ремонтов, снижение ручной работы при подготовке отчетности, улучшение взаимодействия с потребителями, повышение точности предбиллинга и уменьшение ошибок в данных. В долгосрочной перспективе платформа создает основу для риск-ориентированного управления активами и перехода от реактивного устранения проблем к плановым воздействиям на основе данных.

Внешние отраслевые ориентиры подтверждают реалистичность такой логики. Например, онлайн-мониторинг теплосетей ООО «Сибирская генерирующая компания» в Новосибирске связывается со снижением потерь теплоносителя и сокращением времени реагирования; в решениях ПАО «Т Плюс» цифровой двойник теплоснабжения Екатеринбурга связывается со снижением повреждаемости и теплопотерь.

Мировая практика также демонстрирует наличие эффектов от внедрения подобных решений и цифровизации предприятий в целом. В 2024 годах в Финляндии завершилась реализация проекта, ключевым элементом которого стало внедрение первого в стране «цифрового двойника» тепловой сети. Эта платформа позволяет в реальном времени моделировать и оптимизировать гидравлические и тепловые режимы. Данное внедрение позволило привести показатели надежности теплоснабжения в 2024 году до 99,94%. В немецком Ганновере для теплосбытового подразделения местной энергетической компании была создана единая карта теплосетей города, чтобы визуализировать подключения и возможности для новых клиентов. Раньше все данные хранились в разрозненных таблицах, что замедляло работу службы. Результатом внедрения стал рост количества обработанных заявок на подключение с 60 до более чем 2 000 в год, а также повышения скорости получения достоверных данных, что привело к росту производительности труда персонала на 10-20%.

Подход к реализации и тиражированию

Реализация ЦПТ должна идти через пилотный проект и последующее тиражирование. Предусмотрено создание пилотного решения в АО «ТомскРТС», затем тиражирование в АО «ОмскРТС» и ООО «БашРТС». Такой подход рационален: сначала необходимо проверить методику подготовки НСИ, интеграции, ролевую модель, бизнес-процессы и качество данных на пилотной площадке, затем переносить решение с учетом различий в исходных системах и состоянии данных. Наиболее существенный риск тиражирования – подготовка данных и унификация процессов. Если в разных теплосетевых компаниях по-разному ведутся справочники объектов, потребителей, участков сети и приборов учета, то ЦПТ не сможет обеспечить сопоставимость показателей. Поэтому техническая реализация должна сопровождаться организационной работой: назначением владельцев данных, регламентами обновления, правилами качества, моделированием бизнес-процессов и обучением пользователей.

Отдельный риск связан с тем, что реализация ЦПТ – проект масштабный и требующий заметных инвестиций, при этом теплоснабжение традиционно является одним из самых низкомаржинальных направлений деятельности в области энергетики. Кроме того, финансовое положение теплосетевых компаний в целом по РФ оставляет желать лучшего. По данным исследования Высшей школы экономики удельный вес убыточных организаций в сфере производства, передачи и распределения пара и горячей воды в 2024 году составил 55,29% [2]. ЦПТ как ключевой сегмент целевой архитектуры теплосетевой компании должна развиваться модульно. После запуска базового функционала возможно расширение на новые бизнес-процессы при наличии технико-экономического обоснования. Это соответствует платформенному подходу: единая среда данных и процессов создает базу, на которую постепенно добавляются новые приложения и аналитические сервисы без полной переработки архитектуры.

ЦПТ, в качестве основного компонента бизнеса теплосетевой компании, должна способствовать тому, чтобы устанавливать соответствие между функциями подразделений компании и сервисами различных приложений, которые можно будет быстро адаптировать под меняющиеся требования и многократно использовать. Главным достоинством использования ЦПТ должно стать ее использование в качестве средства для проецирования бизнес-процессов на технические ресурсы и в последующем обеспечение эффективной поддержки и совершенствования этих бизнес-процессов. По этой причине ЦПТ должна представлять собой не только полноценное архитектурное решение, но

и набор необходимых технологий и практик, позволяющих тесно связать бизнес с информационными и операционными технологиями.

Таблица 2.

Этапы проекта

Этап	Содержание	Ключевой результат
Пилотный проект	Разработка и опытная эксплуатация в АО «ТомскРТС»	Проверенная модель процессов, данных и интеграций
Подготовка тиража	Методика НСИ, устранение замечаний, унификация ролей	Готовность решения к переносу на другие теплосетевые компании
Тиражирование	Внедрение в АО «ОмскРТС» и ООО «БашРТС»	Единый цифровой контур теплоснабжения Группы «Интер РАО»
Развитие	Расширение функционала по обоснованным бизнес-процессам	Модульное наращивание ценности платформы

Заключение

Цифровая платформа теплоснабжения является не столько комплексной ИТ-системой, сколько способом перестроить управление теплосетевым бизнесом вокруг актуальных данных и сквозных процессов. Ее ключевая задача – соединить технологическую модель сети, диспетчерские события, дефекты, ремонты, потребителей, предбиллинг, обращения и отчетность в единую управляемую систему.

В целевой функциональной архитектуре теплосетевой компании, описанной в статье «Целевая архитектура цифровизации предприятий теплоснабжения», ЦПТ занимает центральное место между контурами производства, управления производственными активами и работы с клиентами. Без ЦПТ архитектура остается набором ИТ-систем и интеграций; с ней же появляется операционное ядро, способное поддерживать ежедневное управление, тиражирование лучших практик, повышение качества данных и переход к более зрелой модели управления теплоснабжением.

Цель теплосетевых компаний в этой ситуации состоит в определении «оптимальной инвестиционной кривой», которая будет соотносить инвестиции в инфраструктуру с развитием моделей бизнеса. Поскольку новые технологии стремительно развиваются, а деловые модели непрерывно изменяются, компаниям приходится быстро переключаться с одной базовой технологии на другую. С помощью ЦПТ организации смогут не только эффективно поддерживать свою деловую модель, но и быстро адаптировать ее к новым условиям.

Модель пользовательских сценариев

Для руководства Группы «Интер РАО» ценность ЦПТ состоит в возможности сравнивать состояние разных теплосетевых компаний по единой методике. Руководитель должен видеть показатели надежности, аварийности, потерь, ремонтной дисциплины, обращений потребителей и готовности к отопительному периоду без ручной консолидации. При возникновении отклонения система должна позволять перейти от агрегированного индикатора к конкретной зоне, объекту, событию или ремонтному заданию.

Для руководства теплосетевой компании платформа становится инструментом ежедневного управления. Типовой сценарий начинается с мониторинга отклонений: повышенная подпитка, рост температуры обратной воды, нарушение договорного режима, дефект на участке сети, отклонение по балансу, жалобы потребителей или срыв ремонтного плана. Далее руководитель должен видеть ответственного, срок, статус задания, влияние на потребителей и прогноз последствий, если воздействие не будет выполнено.

Для диспетчера ключевой сценарий – оперативная картина сети. При плановом или неплановом отключении ЦПТ должна определить зону влияния, связанных потребителей, тепловую нагрузку, необходимые уведомления, ограничения для биллинга и задания для бригад. При аварийном событии важны скорость локализации, актуальность схемы, наличие истории по участку и возможность передать задачу исполнителям без повторного ручного ввода.

Для линейного персонала платформа должна упростить выполнение работ, а не увеличить отчетную нагрузку. Рабочее место должно показывать задание, объект, карту, описание дефекта, приоритет, необходимые материалы, фотофиксацию, статус и результат. После выполнения данные должны возвращаться в ЦПТ, и далее в учетные системы, чтобы закрытие работы было единым действием, а не набором записей в разных системах.

Управление изменениями и организационная зрелость

ЦПТ нельзя внедрять как чисто техническую систему. Она меняет распределение ответственности между подразделениями: кто ведет данные, кто подтверждает дефект, кто меняет статус события, кто отвечает за уведомление потребителей, кто закрывает ремонт, кто оценивает эффект. Поэтому внедрение должно сопровождаться описанием целевых бизнес-процессов, ролевой моделью, регламентами и обучением пользователей.

Особое значение имеет единая терминология. Если в разных подразделениях по-разному трактуются «дефект», «повреждение», «нарушение», «производственное событие», «ограничение», «отключение», «зона влияния» или «закрытие работ», то ЦПТ будет фиксировать противоречивые статусы. До тиражирования необходимо разработать единую

методологию, классификаторы событий, статусов, причин, типов работ и оснований для закрытия. Это не бюрократическая деталь, а условие сопоставимости данных в теплосетевых компаниях.

Управление изменениями должно учитывать сопротивление пользователей. Линейный персонал может воспринимать систему как дополнительный контроль, диспетчеры – как риск потери привычных инструментов, руководители – как источник неприятной прозрачности. Поэтому внедрение должно показывать практическую пользу для каждой роли: меньше ручной отчетности, быстрее поиск информации, меньше повторного ввода, понятнее приоритеты, проще доказать выполненную работу и обосновать потребность в ресурсах.

Показателем зрелости внедрения является не количество заведенных карточек, а доля процессов, которые реально проходят через платформу. Если отключения, дефекты, уведомления, задания и отчеты продолжают жить в параллельных таблицах и мессенджерах, ЦПТ не становится операционным ядром. Поэтому после запуска требуется контроль фактического использования: доля событий, созданных в системе; доля заданий, закрытых с результатом; доля отчетов, формируемых автоматически; доля объектов с полной связью с потребителями и приборами учета.

Методика оценки эффекта

Оценка эффекта ЦПТ должна сочетать качественные и количественные показатели. Качественные эффекты включают повышение прозрачности, управляемости, дисциплины исполнения, качества данных и доверия к отчетности. Количественные эффекты могут выражаться в сокращении времени подготовки отчетов, уменьшении сроков реагирования на инциденты, росте доли корректных уведомлений, снижении времени локализации дефектов, повышении доли работ, назначенных с учетом приоритета риска.

Прямые финансовые эффекты следует рассчитывать отдельно и осторожно. Например, снижение потерь теплоносителя может быть связано как с цифровизацией, так и с погодными условиями, режимами, ремонтом конкретных участков или изменением объема перекачки. Поэтому корректнее фиксировать вклад платформы через управляемые механизмы: раньше обнаружили отклонение, быстрее локализовали участок, точнее определили зону, своевременно назначили работу, корректно уведомили потребителей, исключили ошибку начисления.

Для пилотного периода целесообразно сформировать базовую линию: сколько времени занимала подготовка отчетности, как долго выявлялись зоны повышенной подпитки, сколько ручных сверок требовалось для предбиллинга, сколько обращений обрабатывалось с неполными данными, как часто статусы

ремонт расходились между подразделениями. После запуска ЦПТ эти же показатели должны измеряться повторно. Только такой подход позволит отделить реальный эффект платформы от декларативной цифровизации.

Риски и меры контроля

Первый риск – неполная подготовка НСИ. Если данные интегрируемых информационных систем не приведены к согласованной модели, платформа будет наследовать ошибки исходных систем. Мера контроля – отдельный поток работ по данным, включающий владельцев справочников, методику подготовки НСИ, сверку объектов и потребителей, правила ведения изменений и аудит качества.

Второй риск – недооценка интеграционной сложности. Обмен данными с существующими системами должен учитывать различную частоту обновления, качество встроенных механизмов интеграции, ограничения информационной безопасности и ответственность за ошибки. Мера контроля – интеграционный реестр, описание потоков, тестовые сценарии, мониторинг обмена и процедура обработки инцидентов данных.

Третий риск – формальное внедрение без изменения процессов. Если пользователи продолжают работать вне ЦПТ, эффект не возникает. Мера контроля – регламенты, обучение, поддержка пользователей, метрики фактического использования и управленческое требование вести ключевые процессы в системе.

Четвертый риск – завышенные ожидания прямого экономического результата. Платформа повышает управляемость, но не заменяет физическое обновление сетей. Мера контроля – корректная методика эффекта, разделение прямых и косвенных выгод, фиксация влияния внешних факторов и регулярный пересмотр KPI.

Список источников и литературы

1. Комитет ГД рассмотрит законопроект о готовности теплосетей к отопительному сезону. Текст: электронный // ТАСС : сайт. 2024. 10 янв. URL: <https://tass.ru/ekonomika/19698223> (дата обращения: 06.05.2026).

2. В «Т Плюс» рассказали о снижении повреждаемости теплосетей за счет цифровых технологий. – Текст : электронный // ARMTorg.Ru : сайт. 2021. 30 нояб. URL: <https://armtorg.ru/news/40391/> (дата обращения: 13.05.2026).

3. СГК направила полмиллиарда на цифровизацию теплоснабжения в Новосибирске. Текст : электронный // РБК : сайт. – 2025. – 26 сент. – URL: <https://nsk.rbc.ru/nsk/26/09/2025/68d639db9a79475f5c4751ef> (дата обращения: 13.05.2026).

4. Kankaanpää District Heating Network Modernization – Towards Autonomous District Heating. Текст : электронный // DistrictEnergyAward.org : сайт. URL: <https://www.districtenergyaward.org/kankaanpaa-district-heating-network-modernization-towards-autonomous-district-heating-by-utilizing-industrial-waste-heat-and-optimization-with-a-digital-twin-kankaanpaa-finland/> (дата обращения: 13.05.2026).

5. Enercity Maps Hannover's District Heating Landscape with a Custom, Low-Code Platform. Текст: электронный // Mendix.com: сайт. URL: <https://www.mendix.com/customer-stories/enercity-maps-hannovers-district-heating-landscape-with-a-custom-low-code-platform/> (дата обращения: 13.05.2026).

6. Удельный вес убыточных организаций в сфере электроэнергетики в 2024г составил 18,8%, в теплоснабжении – 55,3%. Текст: электронный // Информационное агентство «Биг Электрик Пауэр Ньюс»: сайт. 2025. 10 окт. URL: <https://www.bigpowernews.ru/print/121969.phtml> (дата обращения: 14.05.2026).

КОМПЛЕКСНЫЙ АУДИТ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ КОТЛОАГРЕГАТОВ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Марков Владимир Борисович – главный конструктор ГК АМАКС, г. Москва, v_markov@amaks.ru;

Малиенко Светлана Вячеславовна – главный инженер ГК АМАКС, г. Москва, e-mail: smal@amaks.ru

Аннотация

Статья посвящена вопросам проведения комплексного аудита действующих систем газопотребления и управления котлоагрегатами на тепловых электростанциях. Рассматриваются задачи оценки технического состояния оборудования, уровня промышленной безопасности и энергетической эффективности, а также подходы к формированию программы ревизии, реконструкции и модернизации газового хозяйства станции. Авторами описана методика обследования внутренних газопроводов от газорегуляторного пункта до горелочных устройств котлоагрегатов, приведены типовые дефекты трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и вспомогательных узлов. Показано, что реализация мероприятий, сформированных по результатам аудита, позволяет снизить аварийные риски, обеспечить нормативную надежность системы и сократить эксплуатационные затраты за счет повышения эффективности и унификации применяемого оборудования.

Ключевые слова: комплексный аудит; системы газопотребления котлоагрегатов; ТЭС

Для объективной оценки технического состояния, уровня безопасности и эффективности действующих сетей газопотребления на тепловых электростанциях требуется проведение комплексного аудита. Такой аудит представляет собой системную проверку внутренней газовой инфраструктуры предприятия – от газорегуляторного пункта до конечных потребителей газа.

Целью комплексного аудита является выявление технических рисков, нарушений нормативных требований и резервов повышения эффективности эксплуатации с последующей подготовкой практических рекомендаций по устранению выявленных замечаний. По существу, речь идет не только о фиксации текущего состояния оборудования, но и о формировании основы для последующей реконструкции или модернизации.

Комплексная проверка, как правило, включает:

- технический аудит – оценку физического состояния оборудования, трубопроводов и сооружений;

- аудит промышленной безопасности – проверку соответствия действующим нормам и правилам, а также наличия разрешительной документации;

- энергетический аудит – анализ эффективности использования газа и выявление возможных потерь;

- документарный аудит – оценку полноты и актуальности технической и исполнительной документации, паспортов, схем и разрешительных документов.

Комплексный подход позволяет получить наиболее полное представление о фактическом состоянии системы газопотребления. В ряде случаев обследование затрагивает не только газовое хозяйство, но и сами котлоагрегаты, в том числе в части соответствия действующим экологическим требованиям и параметрам выбросов.

При проведении аудита в первую очередь оценивается уровень промышленной безопасности, то есть выявляются нарушения и несоответствия установленным требованиям. Одновременно выполняется анализ технического состояния системы, включая степень износа отдельных элементов, работоспособность оборудования и соответствие фактической схемы проектным и нормативным решениям.

На основании полученных данных формируется перечень мероприятий по ревизии, замене или модернизации оборудования и газопроводов. Основной задачей таких работ является обеспечение безопасной эксплуатации и оптимизация затрат, прежде всего за счет выявления резервов снижения эксплуатационных расходов.

Подготовительный этап включает сбор и анализ исходных данных: изучение проектной и исполнительной документации, паспортов на оборудование и арматуру, а также получение информации от эксплуатационного персонала о фактических режимах работы, особенностях эксплуатации и имеющихся замечаниях к работе отдельных элементов системы.

После анализа исходных материалов проводится обследование системы газоснабжения. В ходе обследования оцениваются степень износа оборудования, компоновочные решения, расположение основных и вспомогательных узлов, а также корректность схемных решений, в особенности в части продувочных газопроводов и газопроводов безопасности.

По результатам обследования формируется отчет, содержащий перечень мероприятий, необходимых для приведения системы газоснабжения в соответствие с нормативными требованиями. Такой отчет служит основой для

принятия технических и организационных решений по дальнейшей эксплуатации, реконструкции или модернизации объекта.

При оценке состояния газового хозяйства необходимо учитывать, что природный газ относится к взрывопожароопасным средам, а транспортировка газа осуществляется под избыточным давлением. В связи с этим даже локальные дефекты оборудования или схемных решений могут приводить к существенным последствиям для безопасности эксплуатации.

Основные факторы риска

1. Износ трубопроводов, коррозионные повреждения и истечение нормативного срока службы.
2. Неисправности отсечной и запорно-регулирующей арматуры, включая негерметичность, пропуски в затворе и нестабильную работу регуляторов.
3. Несоответствие схемы газоснабжения требованиям безопасности.
4. Некорректная работа средств автоматизации и исполнительных механизмов.

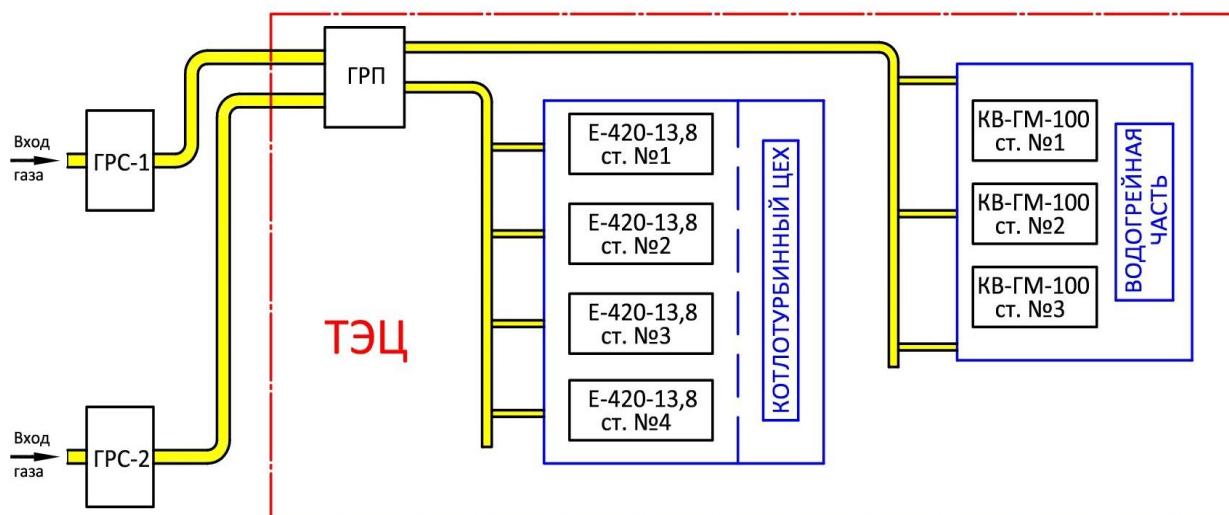


Рис. 1 – Типовая схема газоснабжения ТЭЦ

В качестве примера можно рассмотреть типовую схему газоснабжения ТЭЦ. В общем случае газ от газораспределительной станции поступает в газорегуляторный пункт, где давление снижается до требуемого рабочего уровня, после чего газ подается в котельный цех к котлоагрегатам. При внешней простоте такая схема включает ряд элементов, техническое состояние и компоновка которых оказывают существенное влияние на надежность и безопасность эксплуатации.

При аудите газорегуляторного пункта первоочередное внимание уделяется состоянию газопроводов и арматуры. Оцениваются коррозионное

состояние, соответствие расчетным давлениям, наличие и техническое состояние арматуры, компенсаторов и опор.

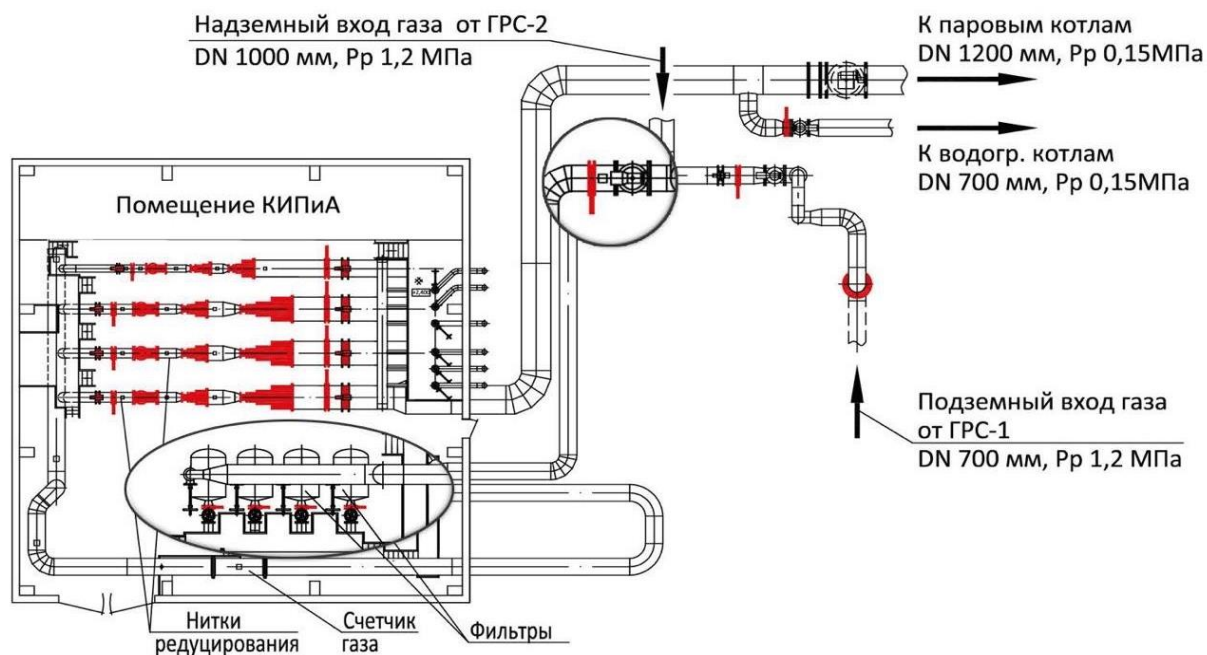


Рис. 2 – Газорегуляторный пункт

Дополнительно проверяется состояние фильтров, их внутренних устройств, запорной арматуры и отключающих элементов на импульсных линиях. Отдельному анализу подлежит узел учета расхода газа.

Особое значение имеет обследование узла редуцирования, где на практике могут эксплуатироваться изношенные отсечные клапаны, регуляторы устаревших конструкций и иные элементы, не отвечающие современным требованиям. В ходе аудита также выявляются отсутствие необходимых шумоглушителей, поворотных заглушек и иные недостатки конструктивного исполнения.

Повышенное внимание следует уделять отсечным клапанам, поскольку они являются одним из ключевых барьеров защиты от аварийного повышения давления газа на котлах. Не менее важен и узел предохранительно-сбросных клапанов, выполняющий функцию первичного барьера защиты при отклонении давления от допустимых значений.

При обследовании газоснабжения котла целесообразно условно выделять три составные части: газопровод-отвод к котлу, газопроводы горелок, а также систему продувочных газопроводов и газопроводов безопасности. Такой подход упрощает анализ и позволяет более точно формировать перечень необходимых мероприятий.

повышение уровня безопасности, снижение расхода топлива и достижение сопутствующего экологического эффекта.

Эффективность выполнения таких работ в значительной степени зависит от квалификации организации, проводящей обследование, качества проектных решений и правильности подбора оборудования. По этой причине аудит и последующая модернизация должны выполняться на основе комплексного инженерного подхода с учетом как нормативных требований, так и особенностей конкретного объекта.

Для проведения комплексного аудита и реализации проектов модернизации целесообразно привлекать организацию, обладающую опытом выполнения полного цикла работ, включая обследование, проектирование, производство оборудования, поставку, монтаж и пусконаладку. Наличие у исполнителя собственных инженерных и производственных ресурсов позволяет обеспечить комплексность решений, унификацию оборудования и сопровождение проекта на всех стадиях его реализации.

ГК «АМАКС» работает на рынке большой и малой энергетики более 35 лет и предлагает комплексные решения в области газового хозяйства и автоматизации [4]. Компания располагает собственными производственными и инженеринговыми возможностями, что позволяет выполнять поставку оборудования, монтажные и пусконаладочные работы в рамках единого проекта.

Предприятием разработана и серийно выпускается линейка газового и мазутного оборудования, включающая отсечные быстродействующие клапаны АМАКС-КП, регуляторы АМАКС-ЗДЭ и шумоглушители АМАКС-ГШ. [1; 2]. Электрифицированная арматура для газорегуляторных пунктов изготавливается во взрывозащищенном исполнении; кроме того, применяются шаровые краны, изолирующие фланцевые соединения, поворотные заглушки, клапаны для манометров и другие изделия.



Рис. 3 – Примеры из линейки газового оборудования АМАКС

Для оснащения горелок компанией разработаны и серийно выпускаются блоки газооборудования АМАКС-БГ и мультиблоки АМАКС-МГ, включающие

необходимые элементы в составе изделий полной заводской готовности. В частности, блок АМАКС-БГ8 включает два отсечных клапана ПЗК, регулируемую заслонку с электроприводом, клапан безопасности, систему контроля герметичности, клапан запальника, шаровые краны и клапаны для манометра.

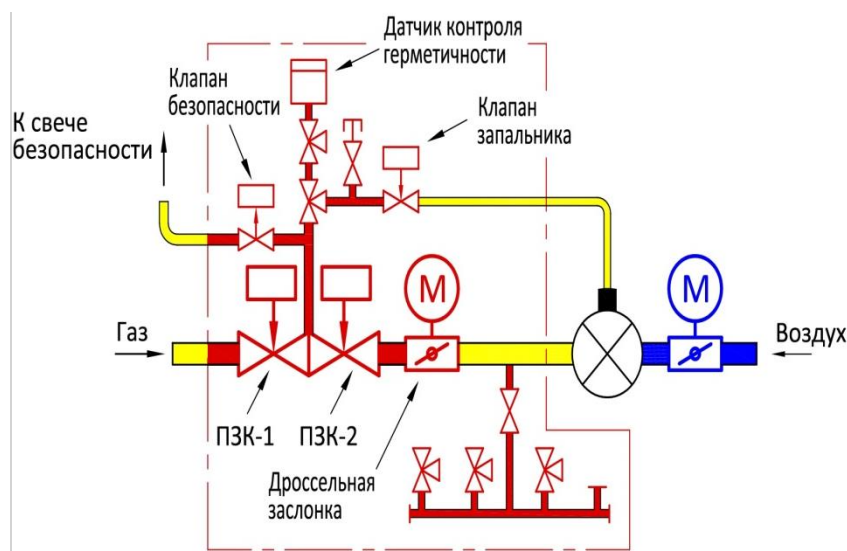


Рис. 4 – Принципиальная схема блока АМАКС-БГ8

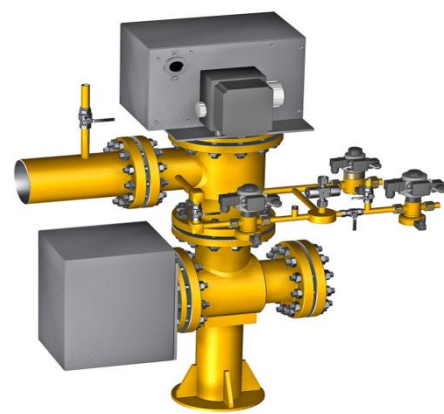


Рис. 5 – Внешний вид блока АМАКС-БГ8

Компания выпускает модификации газового оборудования для котлов серии ПТВМ, многорелочных энергетических котлов, а также котлов с двухпоточными горелками. В линейке имеется и компактное решение — газовый мультиблок АМАКС-МГ диаметром от 40 до 100 мм, основу которого составляет двойной электромагнитный клапан; подобные устройства получили применение на котлах небольшой мощности и котлах серии ПТВМ [3].

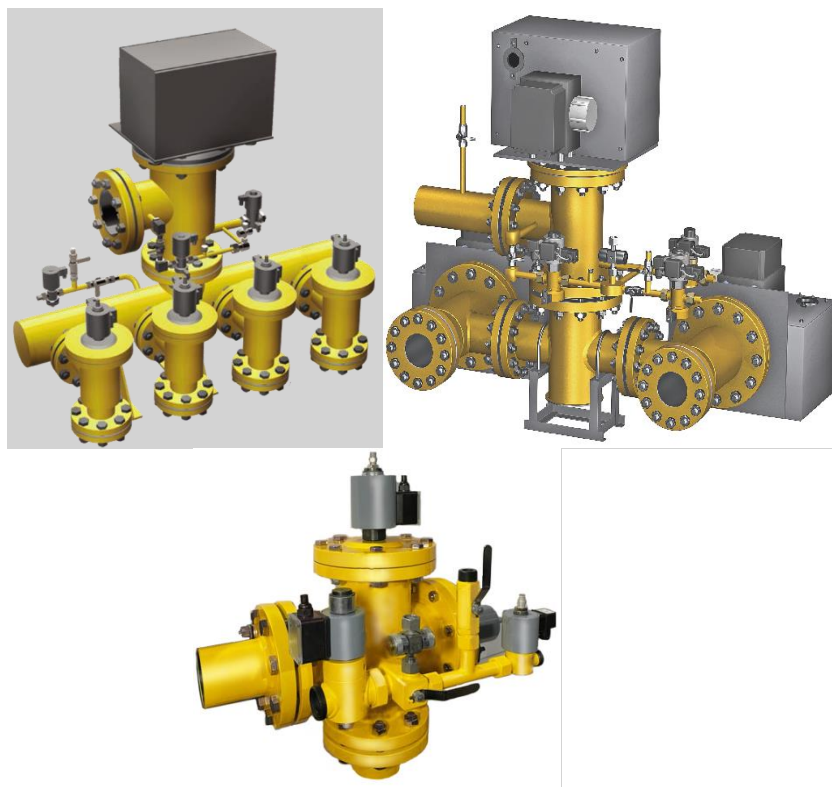


Рис. 6 – Варианты модификаций блоков АМАКС

К преимуществам блоков АМАКС-БГ и АМАКС-МГ относятся удобная компоновка, небольшие габариты, низкое энергопотребление, возможность работы, как на переменном, так и на постоянном токе, а также отсутствие нагреваемых частей. Дополнительным преимуществом является возможность регулирования соотношения «газ-воздух» отдельно для каждой горелки, что способствует снижению вредных выбросов.

Применение устройств полной заводской готовности, произведенных на одном предприятии, позволяет снизить риски, связанные с неполной комплектностью системы при модернизации газоснабжения ГРП и котлоагрегатов. Существенное значение имеют также унификация оборудования, длительный срок службы и наличие гарантийной и сервисной поддержки.

ГК «АМАКС» выполняет основные этапы работ собственными силами, включая обследование, проектирование, производство и инженерное сопровождение. Результатом внедрения технических решений компании является повышение безопасности эксплуатации и надежности работы, соответствие требованиям надзорных органов, а также снижение зависимости от иностранных производителей.



Рис. 7 – Блоки АМАКС в эксплуатации

Список источников и литературы

1. Марков В.Б. Газовый клапан АМАКС-КУ-1256-история развития // Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ. 2021. №5(68) [Электронный ресурс]. Адрес обращения: <https://amaks.store/company/articles/gazovyy-klapan-amaks-ku-1256-istoriya-razvitiya/> (дата обращения 17.05.2026).
2. Марков В.Б. Инновационная арматура для систем подачи жидкого топлива: отсечные клапаны, жидкотопливные блоки // Энергетик. 2021. №8(145). С. 10-13.
3. Марков В.Б. Мультиблок газовый АМАКС // Вестник арматуростроителя. 2021. №4(66) [Электронный ресурс]. Адрес обращения: <https://armavest.ru/publication/avtorski-stati/gk-amaks-markov-vb-multiblok-gazovamaks/> (дата обращения 17.05.2026).
4. Марков В.Б., Малиенко С.В. «АМАКС». Инновации в энергетике, энергетика инноваций // Вестник арматуростроителя. 2021. №3(65) [Электронный ресурс]. Адрес обращения: <https://armavest.ru/publication/avtorski-stati/amaks-markov-vb-innovatsii-v-energetike-energetike-innovats-/> (дата обращения 17.05.2026).

КОМПЛЕКСНЫЙ АУДИТ АСУ ТП КОТЛОАГРЕГАТОВ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА ОБЪЕКТОВ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Малиенко Светлана Вячеславовна – главный инженер
ГК АМАКС, г. Москва, e-mail smal@amaks.ru;

Тимаков Александр Олегович – генеральный директор ООО АМАКС
Автоматика, г. Чебоксары, e-mail: timakov@amaks.ru

Аннотация

Статья посвящена вопросам проведения комплексного аудита автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) котлоагрегатов на тепловых электростанциях (далее – ТЭЦ) с целью оценки их соответствия современным требованиям, предъявляемым к объектам критической информационной инфраструктуры, а также действующим нормативно-правовым актам в области безопасности и импортонезависимости. В работе предложены варианты поэтапного перехода на доверенные программно-аппаратные комплексы, применение которых на значимых объектах КИИ должно быть обеспечено в установленные государством сроки.

Ключевые слова: комплексный аудит; автоматизированные системы управления технологическими процессами; котлоагрегаты; обеспечение технологического суверенитета; критическая информационная инфраструктура

В целях оценки соответствия объектов энергетики нормативно-правовым актам и нормативно-техническим документам, регламентирующим требования в области безопасности, технического регулирования и технологической независимости, необходимо своевременное проведение комплексного аудита систем управления котлоагрегатами, связанного с необходимостью обеспечения технологического суверенитета объектов критической информационной инфраструктуры.

В настоящей статье рассматриваются вопросы комплексного аудита существующих систем управления котлоагрегатами на тепловых электростанциях с точки зрения их соответствия современным требованиям, предъявляемым к объектам критической информационной инфраструктуры, а также действующим нормативно-правовым актам в области безопасности и импортонезависимости.

В современных условиях особое значение приобретают задачи импортозамещения, безопасности и технологической независимости объектов критической информационной инфраструктуры, к которым относятся и объекты энергетики, включая ТЭЦ и котельные.

Конкретные варианты реконструкции зависят от технического состояния каждого объекта и каждого котлоагрегата, поэтому предварительный аудит

является обязательным этапом подготовки решений по модернизации. В одних случаях может потребоваться модернизация верхнего уровня управления котлом для приведения АСУ ТП в соответствие с современными требованиями, в других – полномасштабная автоматизация котлоагрегатов с заменой газовой арматуры и созданием нового программно-технического комплекса.

Между указанными крайними вариантами – минимальным и максимальным – существует широкий спектр технических решений, применимых к конкретным котлам. Одной из целей проведения аудита является определение необходимого объема реконструкции и модернизации с учетом действующих требований.

Постановление Правительства Российской Федерации № 1912 от 14 ноября 2023 года является одним из ключевых документов, устанавливающих временные рамки перехода объектов критической информационной инфраструктуры на доверенные программно-аппаратные комплексы.

Ключевые этапы перехода включают:

- с 1 сентября 2024 года – запрет на использование новых импортных программно-аппаратных комплексов на объектах КИИ;
- период с 2024 по 2029 год – переходный этап, в течение которого организации должны модернизировать существующие системы и перейти на доверенные отечественные решения;
- с 1 января 2030 года – использование на объектах критической информационной инфраструктуры исключительно доверенных программно-аппаратных комплексов, включенных в официальные реестры.

Основная проблема заключается в том, что значительная часть действующих АСУ ТП котлов функционирует на импортных платформах. Такие системы постепенно устаревают, их производители прекращают поддержку, запасные части становятся труднодоступными, а обновление программного обеспечения ограничивается или прекращается, что создает существенные риски для надежности теплоэнергоснабжения.

До 2030 года остается не так много времени, необходимо учитывать масштаб модернизации и потребность в согласованиях, бюджетировании, проведении закупочных процедур, проектировании, поставке оборудования, выполнении монтажных и пусконаладочных работ.

При этом Постановление № 1912 не является единственным документом, регулирующим указанную сферу. В Российской Федерации сформирована система нормативного регулирования в области критической информационной инфраструктуры.

Базовым документом является Федеральный закон № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской

Федерации» от 26 июля 2017 года. Он определяет понятие объектов КИИ и субъектов КИИ, устанавливает требования к ним, порядок категорирования объектов и ответственность за нарушение установленных требований.

Кроме того, необходимо учитывать следующие нормативные акты:

- Указ Президента Российской Федерации № 166 от 30.03.2022 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры»;

- Постановление Правительства Российской Федерации № 1478 от 22.08.2022, устанавливающее требования к программному обеспечению, используемому на объектах КИИ;

- Постановление Правительства Российской Федерации № 878 от 10.07.2019, направленное на стимулирование использования российской радиоэлектронной продукции;

- Постановление Правительства Российской Федерации № 719 от 17.07.2015, регламентирующее подтверждение производства промышленной продукции на территории Российской Федерации;

- отраслевые нормативные документы, в том числе руководящие документы по программно-техническим комплексам АСУ ТП тепловых электростанций.

Совокупность указанных документов формирует целостную систему требований к объектам КИИ. Комплексный аудит позволяет определить текущее положение конкретного объекта относительно этих требований и выявить зоны несоответствия, требующие первоочередного устранения.

Невыполнение указанных требований сопряжено с рядом рисков.

Первый блок – административная ответственность. Статья 13.12.1 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях предусматривает штрафы за нарушение требований к обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры.

Второй блок – уголовная ответственность. Статья 274.1 Уголовного кодекса Российской Федерации устанавливает ответственность за неправомерное воздействие на критическую информационную инфраструктуру или нарушение правил ее эксплуатации, если такие действия повлекли тяжкие последствия.

Третий блок – технологические и репутационные риски. Использование импортного оборудования после завершения переходного периода означает наличие уязвимостей, невозможность своевременного обновления программного обеспечения, отсутствие технической поддержки со стороны производителя, а также риски остановки технологических процессов

вследствие невозможности оперативной замены оборудования или получения лицензий.

Указанные риски имеют практический характер и требуют своевременного предупреждения. В этой связи особое значение приобретает выбор организации, обладающей необходимыми компетенциями для проведения аудита и разработки решений по модернизации.

ООО ИК «АМАКС» является российской инжиниринговой компанией, специализирующейся на проектировании и внедрении систем автоматизированного управления технологическими процессами котлов, котельных, сопутствующих тепловых процессов и систем диспетчеризации [2].

Проведение комплексного аудита силами компании АМАКС позволяет получить:

- отчет о состоянии объекта КИИ с документированной оценкой соответствия требованиям законодательства, перечнем выявленных рисков и рекомендациями по их устранению;
- поэтапный сценарий перехода на ПАК АМАКС с графиками ввода отдельных подсистем, оценкой необходимых ресурсов и мерами по минимизации простоев;
- техническое и коммерческое предложение, содержащее спецификацию оборудования, программного обеспечения, объемов работ и расчет стоимости.

Грамотно проведенный аудит представляет собой не формальную процедуру, а практический инструмент, позволяющий получить ряд значимых результатов.

К числу таких результатов относятся:

- объективная оценка текущего состояния, включающая полный технический анализ существующих систем управления котлоагрегатами, фиксацию фактических характеристик, конфигураций и схем подключения;
- проверка соответствия нормативным требованиям, включая оценку соответствия Федеральному закону № 187-ФЗ, приказам ФСТЭК России и отраслевым нормативным документам;
- формирование актуальных технических характеристик всех компонентов АСУ ТП, необходимых для разработки точного технического задания и обоснованного бюджета проекта;
- оценка готовности к модернизации с разработкой поэтапного плана перехода на ПАК АМАКС без остановки технологических процессов и с сохранением требуемой функциональности.

Таким образом, аудит, проводимый компанией АМАКС, представляет собой комплексное обследование всех уровней системы автоматизации. Его основными составляющими являются:

- серверы и автоматизированные рабочие места – проверяются аппаратная платформа, операционные системы, наличие и актуальность лицензий, производительность, схемы резервирования и настройки резервного копирования;

- промышленные контроллеры – анализируются модели контроллеров, версии установленного программного обеспечения, алгоритмы управления, наличие исходных кодов программ и резервных комплектов оборудования;

- сетевая инфраструктура – изучаются топология сети, используемые протоколы связи, настройки маршрутизации, сегментация сетей и средства защиты, включая межсетевые экраны и системы обнаружения вторжений;

- безопасность в рамках требований КИИ – проверяются порядок категорирования объектов, организация разграничения прав доступа, учет инцидентов безопасности и настройка аудита событий;

- отказоустойчивость системы – оцениваются схемы резервирования, фактическое время восстановления после сбоев, а также регламенты создания и проверки резервных копий;

- импортные системы и компоненты – анализируются риски использования импортного оборудования после 2030 года, подбираются возможные альтернативы и формируется план замены;

- полевое оборудование – проверяется совместимость существующих датчиков, исполнительных механизмов и регулирующих клапанов с ПАК АМАКС;

- интеграция с верхним уровнем – анализируется взаимодействие с АСУД, АСУП, внешними SCADA-системами и корпоративными информационными системами.

Ключевым продуктом компании является программно-аппаратный комплекс АМАКС, построенный на базе контроллеров «Регул Р-500» и SCADA АМАКС. Кроме того, применяются другие контроллеры, в том числе разработки компаний «Реглаб» и «ОВЕН» и другие доверенные средства.

Компания АМАКС предоставляет полный цикл услуг: от первичного обследования объекта и проектирования до поставки оборудования, монтажа, пусконаладочных работ и последующего сервисного обслуживания [1].

Такой подход позволяет работать с одним подрядчиком, который несет ответственность за результат на всех этапах реализации проекта.

В заключение следует отметить, что переход на доверенные программно-аппаратные комплексы представляет собой не только исполнение требований законодательства, но и важный шаг к снижению технологических рисков, повышению надежности энергетических объектов и формированию устойчивой технической основы для их дальнейшей эксплуатации.

Список источников и литературы

1. Импортозамещение при реконструкции котлов для работы на природном газе. Комплексные проекты «АМАКС»». СОК №1 2023 [Электронный ресурс]. Адрес обращения: <https://www.s-o-k.ru/articles/importozameschenie-pri-rekonstrukcii-kotlov-dlya-raboty-na-prirodnom-gaze-kompleksnye-proekty-amaks> (дата обращения 17.05.2026).

2. Марков В.Б., Малиенко С.В. «АМАКС». Инновации в энергетике, энергетика инноваций // Вестник арматуростроителя. 2021. №3(65) [Электронный ресурс]. Адрес обращения: <https://armavest.ru/publication/avtorski-stati/amaks-markov-vb-innovatsii-v-energetike-energetike-innovats-/> (дата обращения 17.05.2026).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СРЕДЫ РАЗРАБОТКИ UNREAL ENGINE ДЛЯ РЕШЕНИЯ ИНЖЕНЕРНЫХ ЗАДАЧ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Сухов Роман Дмитриевич – ведущий инженер-программист Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: RDSukhov@vti.ru;

Семуткин Василий Сергеевич – ведущий инженер-программист Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: VSSemutkin@vti.ru;

Сосин Дмитрий Владимирович – заместитель заведующего Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: DVSosin@vti.ru;

Соколова Анна Валерьевна – инженер 1-й категории Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: avsokolova@vti.ru

Аннотация

В статье рассматривается концепция применения игрового движка Unreal Engine в качестве платформы для виртуального прототипирования, инженерного анализа (CAE) и профессиональной подготовки персонала предприятий энергетической отрасли. Обоснована актуальность перехода от традиционных методов проектирования и обучения к иммерсивным технологиям, позволяющим объединить разнородные трёхмерные модели, расчётные схемы и сценарии тренировок в едином интерактивном пространстве. Описана архитектура разрабатываемой системы виртуального проектирования, включающей три функциональных модуля: интерактивная сборка оборудования, гидравлический CAE-модуль с возможностью изменения исходных данных в реальном времени и VR-тренажёр для отработки действий в штатных и аварийных ситуациях. Приведены примеры внедрения аналогичных технологий в крупных российских энергокомпаниях («Росатом», «РусГидро», «Роснефть»). Показано, что интеграция высококачественной визуализации

Unreal Engine с инженерными расчётами и базой данных компетенций персонала позволяет сократить число ошибок на этапах монтажа и пусконаладки, ускорить многовариантное проектирование и повысить безопасность обучения оперативного персонала.

Ключевые слова: Unreal Engine, виртуальная реальность, САЕ, энергетика, обучение персонала.

Введение

Цифровая трансформация российской энергетики выдвигает на первый план три взаимосвязанные задачи: обеспечение максимальной эффективности проектных решений, подготовка оперативного персонала без риска для жизни и оборудования, а также проведение многовариантного инженерного анализа на ранних стадиях жизненного цикла энергоустановок. Традиционные методы – плоские чертежи, автономные САД-сборки и «бумажные» регламенты – всё чаще достигают предела своей информативности, в то время как виртуальная среда позволяет объединить разрозненные трёхмерные модели и расчёты в единое интерактивное пространство. Крупнейшие компании отрасли («Росатом», «РусГидро», «Роснефть») уже инвестируют в VR-технологии, переводя их из экспериментальной плоскости в статус отраслевого стандарта, что особенно актуально в условиях импортозамещения и перехода на отечественный софт.

Игровой движок Unreal Engine, изначально разработанный для индустрии развлечений, в последние годы привлекает внимание инженерного сообщества благодаря уникальному сочетанию высокореалистичной графики, встроенной физической симуляции и открытого программного интерфейса. Цель настоящей статьи – показать, каким образом среда Unreal Engine может служить ядром системы виртуального проектирования, объединяющей интерактивную сборку оборудования, инженерный анализ в реальном времени и профессиональное обучение персонала. Далее последовательно рассматриваются три ключевых модуля такой системы, их функциональные возможности и примеры практической реализации.

Виртуальное прототипирование и интерактивная сборка оборудования

Первый модуль системы ориентирован на решение задач проектирования и проверки собираемости конструкций. Инженер-проектировщик, находясь в иммерсивной среде, может «войти внутрь» будущей установки, оценить доступность узлов для обслуживания, эргономику рабочих мест и выявить коллизии задолго до начала физического монтажа. Такой подход не сводится к пассивному 3D-просмотру: пользователь взаимодействует с виртуальными

инструментами — гаечными ключами, отвёртками, измерительными приборами, — а система отслеживает каждое действие и контролирует правильную последовательность сборки (рис.1). Процесс сопровождается интерактивными подсказками, закрепляющими верный алгоритм операций.

Применение игрового движка для сборки и оценки технологичности изделий уже описано в литературе. Например, в работе [1] представлена концепция интегрированного рабочего процесса проектирования сборочных процессов с VR-оценкой и обучением, реализованная на базе Unreal Engine. Возможность в реальном времени изменять геометрию компонентов и мгновенно видеть последствия для собираемости конструкции — принципиальное преимущество перед статическими CAD-системами. Это позволяет не только проектировать, но и заранее проверять ремонтпригодность узлов, что кардинально снижает количество ошибок на этапах реального монтажа и пусконаладки.

Инженерный анализ в реальном времени (CAE-модуль)

Второй модуль ориентирован на «оживление» собранной системы и выполнение инженерных расчётов непосредственно в виртуальной среде (рис. 2–3). В настоящее время в нём реализованы гидравлические расчёты, однако архитектура допускает подключение и других видов анализа. Принципиальной особенностью является возможность в реальном времени изменять исходные данные — геометрические характеристики компонентов (например, диаметр трубы), параметры окружающей среды или свойства потока — и немедленно получать обновлённую геометрию модели и результаты расчётов. Это выводит многовариантное проектирование на новый уровень наглядности, позволяя визуально оценивать влияние каждого параметра на поведение всей системы.

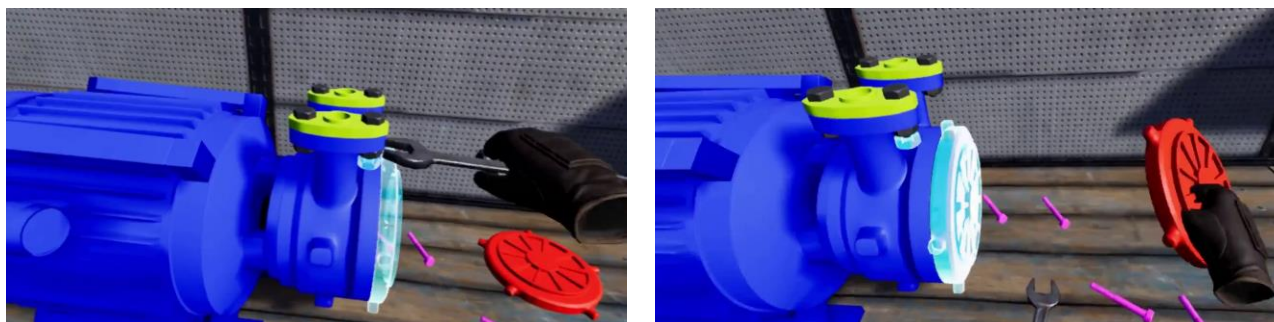


Рис. 1 – Иммерсивное взаимодействие с рабочими инструментами и деталями

Интеграция CAE-пакетов с Unreal Engine не является уникальной идеей и уже реализуется в ряде проектов. Так, европейский проект PrismArch завершил

первую версию API-интеграции между BIM/CAE-симуляционным ПО и Unreal Engine [2], что подтверждает техническую осуществимость подобного подхода.



Рис.2 – Главное меню

Российский стартап VR Concept также разрабатывает модуль визуализации результатов суперкомпьютерного моделирования в виртуальной реальности, обеспечивающий наглядное представление инженерных расчётов и их интеграцию с CAD-моделью [3]. Использование Unreal Engine для визуализации гидравлических расчётов описано и в научной литературе: например, в работе, посвящённой импорту профилей водной поверхности в Unreal Engine, показано, что движок обладает значительным потенциалом для отображения результатов гидравлического моделирования [4]. В более широком контексте цифровых двойников применение игровых движков для междисциплинарного анализа неисправностей рассмотрено в [5], а опыт моделирования в реальном времени металлургических процессов на Unreal Engine 5 [6] подтверждает пригодность движка для сложных инженерных симуляций.



Рис.3 – Сборка и расчет технологического участка

VR-тренажёры для обучения оперативного персонала

Третий модуль решает задачи, связанные с безопасностью и квалификацией персонала (рис.4). Традиционное обучение на реальном оборудовании сопряжено с тремя фундаментальными ограничениями: высокими рисками для безопасности, невозможностью отрабатывать аварийные сценарии в полном объёме и необходимостью выводить дорогостоящее оборудование из эксплуатации на время учебных сессий. Виртуальная среда полностью снимает эти ограничения, позволяя моделировать пожары, задымления, короткие замыкания и другие инциденты без какого-либо риска.

Модуль не просто воспроизводит аварию, но анализирует действия обучаемого: правильность последовательности операций, соблюдение регламентов, временные характеристики выполнения задач. Все результаты сохраняются в базу данных, что позволяет проводить детальный анализ компетенций каждого сотрудника, выявлять слабые места и строить индивидуальные планы развития. Данный подход уже активно внедряется в российской энергетике. «Росэнергоатом» реализует масштабный проект по созданию VR-тренажёров для подготовки персонала атомных станций, которые обеспечивают полную имитацию производственной обстановки в виртуальных копиях цехов энергоблоков [7].

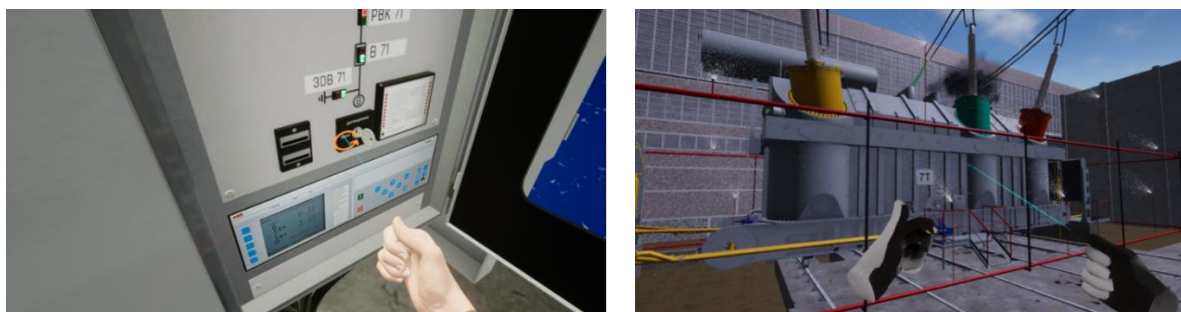


Рис.4 – Визуализация оперативных переключений

«Роснефть» разработала VR-модель подстанции «Герасимовская» с тренажёром, позволяющим моделировать сценарии оперативных переключений при нештатных ситуациях [8]. «РусГидро» внедряет виртуальную систему подготовки оперативного персонала, охватывающую центральный пульт управления, машинный зал и полный перечень оборудования ГЭС [9]. Опыт использования VR-тренажёров не ограничивается российскими компаниями: в белорусской энергосистеме также внедряются виртуальные комплексы для обучения персонала [10].

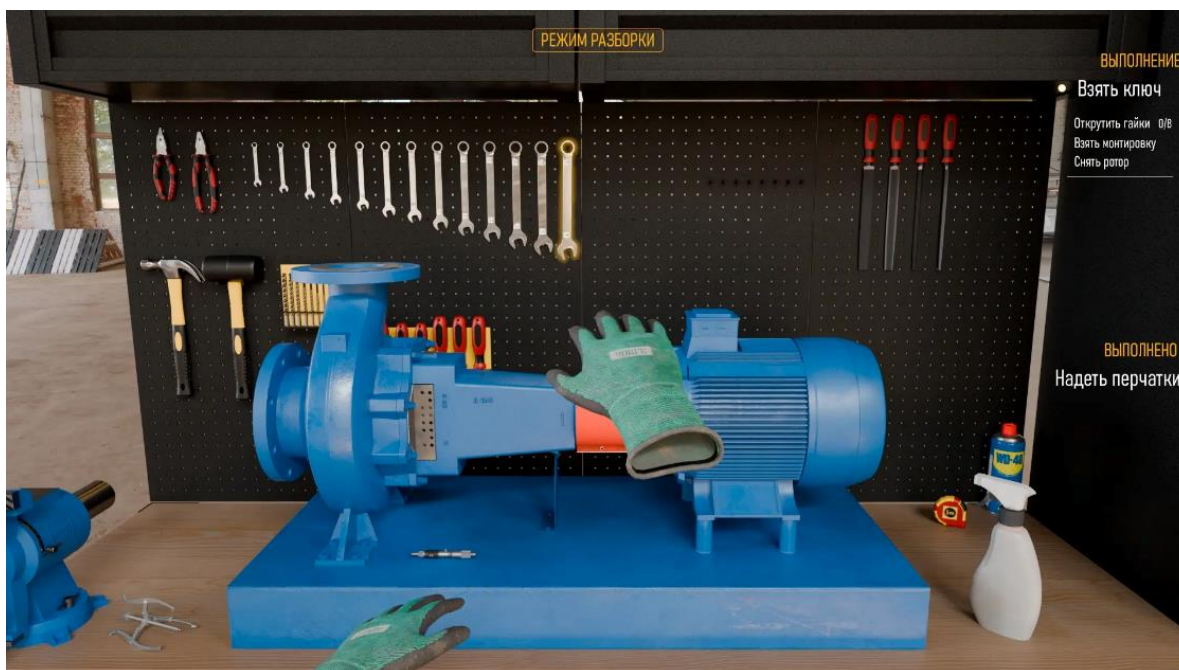


Рис. 5 – Виртуальная система проектирования

Важно отметить, что в условиях импортозамещения «Росэнергоатом» переводит существующие VR-решения с зарубежного движка Unity на отечественный Unigine, работающий под управлением ОС Astra Linux. Этот тренд свидетельствует о востребованности виртуальных технологий и одновременно создаёт конкурентную среду для развития отечественных платформ, в том числе решений на базе Unreal Engine с открытым исходным кодом.

Интеграция модулей в единую систему виртуального проектирования

Все три описанных модуля – сборка, расчёт и обучение – объединяются в единую систему виртуального проектирования (рис. 5). Для конечного пользователя она представляет собой программный комплекс, интерфейс которого обеспечивает бесшовный переход от этапа конструирования к инженерному анализу и от него – к обучению персонала. Технической основой интеграции служит среда Unreal Engine, предоставляющая развитый инструментарий для создания пользовательских интерфейсов, физической симуляции, сетевого взаимодействия и подключения внешних вычислительных модулей через C++ API и систему визуального программирования Blueprint.

Объединение трёх функциональных блоков в рамках единой платформы даёт синергетический эффект (рис. 5). Проектировщик может не только собрать узел трубопроводной арматуры и проверить его собираемость, но и сразу выполнить гидравлический расчёт для выбранной конфигурации, а затем

экспортировать получившуюся модель в модуль обучения, где оперативный персонал отработает действия по обслуживанию этого узла. Обратная связь от обучаемых (например, выявленные эргономические неудобства) может быть оперативно учтена на этапе проектирования. Такой замкнутый цикл «проектирование – анализ – обучение – корректировка» является шагом к полноценной реализации концепции цифрового двойника энергоустановки.

Заключение

Представленная система виртуального проектирования демонстрирует, что современный игровой движок Unreal Engine способен выступать в роли полноценной инженерной платформы, выходящей далеко за рамки традиционной 3D-визуализации. Сочетание интерактивной сборки, инженерного анализа в реальном времени и профессионального VR-обучения в единой среде позволяет решать ключевые задачи, стоящие перед российской энергетикой: сокращение числа проектных ошибок, ускорение цикла «проектирование – строительство – ввод в эксплуатацию» и повышение безопасности подготовки персонала.

Опыт крупнейших российских компаний подтверждает востребованность виртуальных технологий, а курс на импортозамещение открывает возможности для развития отечественных решений на базе Unreal Engine, особенно с учётом доступности исходного кода движка и его способности интегрироваться с внешними расчётными модулями. Дальнейшие направления работ включают расширение САЕ-модуля на задачи теплового и прочностного анализа, внедрение многопользовательского режима для совместной работы распределённых проектных групп и интеграцию с PLM-системами предприятий.

Список источников и литературы

1. Integrated assembly process design workflow with VR-based evaluation and training methods [Электронный ресурс] // SciTePress. URL: <https://www.scitepress.org/> (дата обращения: 22.05.2026).
2. PrismArch H2020 Project. New Results on PrismArch's APIs Integration and Architecture Interconnection [Электронный ресурс]. URL: <https://prismarch-h2020.eu/> (дата обращения: 21.05.2026).
3. VR Concept представит модуль работы с инженерными расчетами в виртуальной реальности // CNews. 20.09.2017.
4. Hydraulische Gewässerberechnung in einer 3D Game Engine visualisieren [Электронный ресурс] // OPUS4/KOBV. URL: <https://opus4.kobv.de/> (дата обращения: 22.05.2026).

5. Tosoni F., Amin M.I., Dall'Ora N. et al. Exploring Multidomain Faults in Digital Twin: A Gaming Engine Perspective // Proceedings of the 2024 Forum on Specification and Design Languages (FDL). IEEE, 2024.
6. Myrhorodskyi D., Selivorstova T. Features of Real-Time Modeling of Steelmaking Processes Using Unreal Engine 5 // Системні технології. — 2024. Т. 6, № 155. С. 24.
7. Росэнергоатом строит систему VR-обучения на отечественных технологиях // OSP.ru. 29.09.2025.
8. Роснефть разрабатывает тренажеры виртуальной реальности для объектов энергетики // Пресс-релиз ПАО «НК «Роснефть». 28.04.2025.
9. Виртуальное в реальности // Вестник РусГидро. 2021. № 1. С. 42–49.
10. VR-технологии в энергетике: новый формат обучения // Минскэнерго. 19.03.2026.

ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА УГЛЯ КАК НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Штегман Андрей Владимирович – заведующий Отделением инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: AVShtegman@vti.ru;

Трушков Илья Иванович – инженер 1-й категории Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: ITrushkov@vti.ru;

Рыжий Иван Алексеевич – заместитель заведующего Отделением инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: IARyzhy@vti.ru;

Купчинский Алексей Михайлович – инженер Отделения инновационных технологий сжигания и подачи угольного топлива Акционерного общества «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», г. Москва, e-mail: kupchinskyam@gmail.com.

Аннотация

В статье рассматривается концепция применения технологии горновой газификации угля для автономного энергоснабжения майнинговых ферм как нового направления глубокой переработки твёрдого топлива. Обоснована актуальность перехода от традиционного потребления электроэнергии из сети к генерации собственной дешёвой электроэнергии на месте, что позволяет нивелировать главный недостаток майнинга – высокие затраты на электричество. Описана архитектура разрабатываемой энергоустановки, включающей три функциональных модуля: газификатор слоевого типа с системой очистки синтез-газа, газопоршневую установку (ГПУ) с когенерацией и майнинг-ферму на базе ASIC-майнеров. Приведены примеры внедрения аналогичных решений на Томской ТЭЦ-3 (опытно-промышленная установка газификации производительностью 4 т/ч угля, испытания 2018–2025 гг.) и результаты технико-экономического расчёта для фермы мощностью 3 МВт. Показано, что использование синтез-газа позволяет снизить себестоимость

электроэнергии ниже 7,15 руб./кВт·ч, обеспечить чистую прибыль более 11 млн руб./мес при окупаемости 24 месяца, а также сократить выбросы оксидов серы до нуля и оксидов азота менее 50 мг/нм³

Ключевые слова: газификация угля; синтез-газ; горновая газификация; газопоршневая установка; майнинг криптовалют; майнинг-ферма; asic-майнер; энергоэффективность; глубокая переработка угля; малая генерация; когенерация; автономное энергоснабжение

Введение

Одной из важнейших задач современной энергетики является внедрение новой политики использования угля, а именно – реализация мероприятий по его глубокой переработке. АО «ВТИ» разработана уникальная технология горновой газификации угля. В 2017 г. на территории Томской ТЭЦ-3 был создан экспериментальный образец горновой газогенерирующей установки. В период 2018–2025 гг. проведено большое количество испытаний, направленных на совершенствование технологии газификации и определение оптимальной схемы установки в зависимости от поставленных задач [5].

Отработанная технология газификации имеет неограниченное количество применений в современном мире, в частности, в настоящее время разрабатывается концепт использования синтез-газа для работы майнинговых ферм. Основным недостатком обслуживания и работы криптофермы – значительные затраты электроэнергии, и как следствие, затраты финансов на получение этой энергии. Применение установки горновой газификации позволяет значительно снизить финансовые затраты на получение криптовалюты.

Схема малой генерации электроэнергии

На рис. 1 представлена принципиальная схема малой генерации. Принцип работы установки следующий:

1. Уголь поступает в реактор в виде крупномолотых гранул размером до 50 мм. В реакторе протекают химические реакции, которые обеспечивают формирование газа, содержащего метан, углекислый газ и водород. На выходе из реактора установлены теплообменники, обеспечивающие установку паром.

2. После реактора требуется очистка газа от летучей золы. Возможна установка дополнительных аппаратов для очистки газов от сероводорода, а также дополнительная химическая обработка газа с целью повышения концентрации отдельных компонентов.

3. Подготовленный газ поступает в двигатель внутреннего сгорания, который подключен к электрогенератору. Электрогенератор выдает электрическую мощность на потребителя.

4. Потребитель – комплекс оборудования (видеокарт, процессоров или специальных ASIC-майнеров), объединенных в одну сеть для круглосуточной добычи криптовалют, таких как Bitcoin или Ethereum, путем решения сложных математических задач.

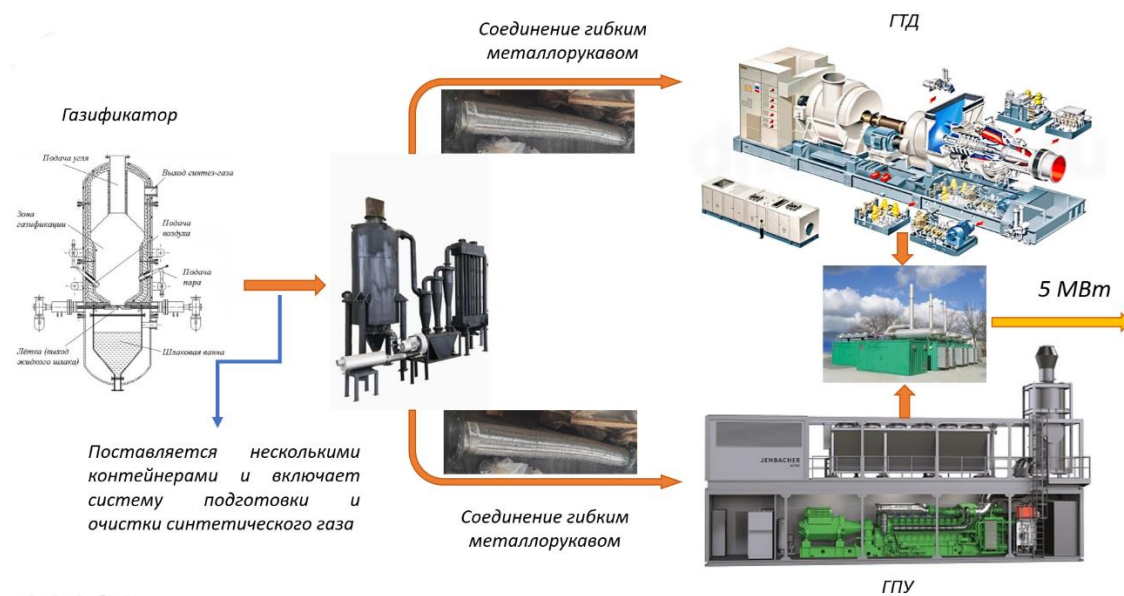


Рис. 1 – Принципиальная схема малой генерации

Основные преимущества данной технологии:

1. Газогенератор

- Слойовой процесс не требует сложной системы подготовки топлива;
- Особый химический процесс исключает образование оксидов азота;
- Установка дополнительного модуля снижает выбросы оксидов серы до нулевых значений.

2. Газопоршневая станция

- Высокая ремонтпригодность;
- Быстрая готовность;
- Малое количество обслуживающего персонала;
- Простота эксплуатации.

3. ГЕНЕРАТОР

- Входит в комплект поставки газопоршневой станции;
- Стандартное оборудование;

4. Майнинг ферма

- Автономная работа оборудования, приносящая пассивный доход;
- Неограниченная масштабируемость фермы;
- Высокая ликвидность криптовалюты;

– Независимый контроль оборудования (в отличие от облачного майнинга).

Установка газификации угля

Газификация – процесс получения из угля синтез-газа с его последующим полезным использованием.

В АО «ВТИ» разработана и опробована перспективная технология, обеспечивающая глубокую переработку угля, в том числе низко сортных шламов и отходов углеобогащения [5].

Высокотемпературная обработка продуктов сгорания исключает образование смол, а особая конфигурация зоны активного горения и процесса химического преобразования снижает эмиссию вредных выбросов оксидов азота до нулевого уровня. В случае установки дополнительного модуля, исключаются оксиды серы. Принципиальная схема установки газификации угля представлена на рисунке 2.

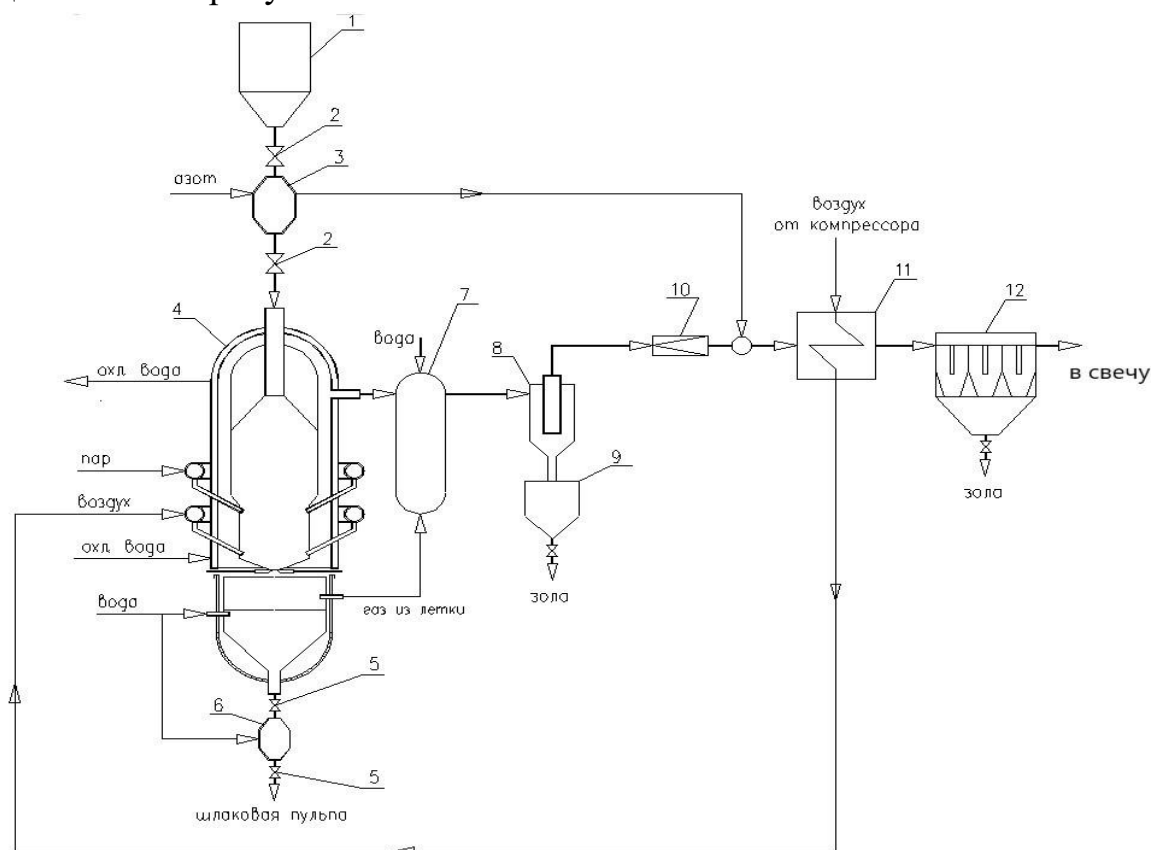


Рис. 2 – Принципиальная схема установки газификации угля

- 1 – приёмный бункер топлива; 2 – вентиль запорный топливный; 3 – бункер шлюзовой топливный; 4 – газификатор горновой; 5 – вентиль запорный шлаковый; 6 – бункер шлюзовой шлаковый; 7 – охладитель газов; 8 – циклон; 9 – бункер шлюзования золы; 10 – редукционное устройство; 11 – теплообменник воздухоподогреватель; 12 – батарейный циклон

Газификатор представляет собой цилиндрический сосуд, выложенный изнутри футеровочным кирпичом. В нижней части располагается заполняемая водой шлаковая ванна, в которую поступает шлак из газификатора. Перед началом работы футеровка газификатора разогревается до температуры 800°C специальной горелкой, работающей на жидком топливе. Для охлаждения реактора необходима вода.

Уголь, с размером фракции 5-50 мм, после системы топливоподготовки поступает в верхний топливный бункер, а затем, через систему шлюзования, - в газификатор. При загрузке угля в газификатор в качестве шлюзового агента используется азот, подаваемый от генератора азота. Загрузка топлива 4 т/ч, 96 т в сутки. В газификатор от компрессора поступает сжатый воздух, подогретый до 300°C, а также перегретый пар от парогенератора с температурой 200-300°C. Номинальное давление в газификаторе составляет 0,6 МПа. В газификаторе происходит превращение твердого топлива в горючий газ, с выплавкой шлака, который удаляется в шлаковую ванну, а оттуда, через шлюзовой бункер, – в отвал. Шлак проходит высокотемпературную обработку, и может быть использован как наполнитель для бетона, асфальта и т.д.

Все технологии с газификацией угля имеют преимущество по экологическим показателям перед традиционным способом получения электрической энергии [2; 5]:

1. Твёрдые частицы. В процессе газификации практически вся зола, имеющаяся в угле, улавливается. Причём большая её часть (~85%) из-за слоевой организации процесса, удаляется в виде шлака, который может быть использован в строительной отрасли. На выходе из реактора содержание летучей золы в синтез-газе составляет не более 200 мг/нм³. Эта зола улавливается в циклонах. Таким образом, при использовании синтез-газа существенно снижаются выбросы твёрдых частиц.

2. Оксиды серы. При газификации угля оксиды серы не образуются, сера присутствует в синтез-газе в виде H₂S. За счет установки дополнительного модуля возможно связывание сероводорода за счёт присадки в реактор извести, а также за счет реализации аппаратной сероочистки на природных сорбентах. За счёт внедрения указанных мероприятий степень очистки синтез-газа от H₂S на выходе из цикла ГГУ достигает 95-97%.

3. Оксиды азота. В составе синтез-газа оксиды азота отсутствуют. Некоторое количество NO_x может образовываться при сжигании синтез-газа за счёт окисления NH₃, но оно крайне незначительно (менее 50 мг/нм³).

4. Углекислый газ. В составе синтез-газа присутствует диоксид углерода, однако, его концентрация менее 5% (в среднем 2-5%). После сжигания синтез-газа в газопоршневой машине количество CO₂ в дымовой трубе соразмерно

количеству получаемому при использовании традиционных технологий с паровыми турбинами и угольными котлами.

Газопоршневая установка

ГПУ — это высокоэффективная энергоустановка, которая преобразует химическую энергию газа одновременно в электрическую и тепловую энергию через сжигание синтезгаза в двигателе внутреннего сгорания [3]. Такие установки являются надежным оборудованием с продуманной конструкцией, рассчитанное на многолетнюю бесперебойную работу, а также обладают высокой ремонтпригодностью за счет простой конструкции. Когенерация на ГПУ обеспечивает быструю окупаемость благодаря производству дешевой электроэнергии и утилизации тепла с общим КПД до 90% [1]. Современные ГПУ соответствуют европейским стандартам выбросов (EURO V и выше).

На рынке имеются следующие апробированные решения [4]:

Liyu Gas Power

Ключевые модели:

LY1200 (1100 кВт)

LY1600 (1500 кВт)

LY2000 (2000 кВт)

Weichai (Baudouin): Двигатели мощностью 500–1500 кВт.

Jichai (CNPC): Установки 2000–4000 кВт, но устаревшая конструкция.

Yuchai: Молодой бренд с перспективными разработками 500–1500 кВт.

Майнинг-ферма

Майнинг — процесс добычи криптовалют (Bitcoin, Ethereum, Litecoin и др.) с использованием вычислительных мощностей компьютеров. Майнеры решают сложные математические задачи, чтобы подтвердить транзакции в блокчейне, за что получают соответствующее вознаграждение в виде криптовалюты.

Важные характеристики майнингового оборудования:

1. Хешрейт (TH/c) — скорость вычисления хешей;
2. Энергопотребление (кВт/ч) — количество потребляемой энергии;
3. Стоимость (руб) — цена оборудования и его обслуживания;
4. Энергоэффективность (Дж/TH) — соотношение выдаваемого хешрейта к потребляемой мощности.

Энергопотребление является одним из ключевых факторов, влияющих на доходность майнинга. Высокие затраты на электроэнергию существенно снижают прибыль, поэтому важно использовать энергоэффективное оборудование и оптимизировать настройки фермы.

Наилучшие рыночные ASIC-майнеры на 2026 г. с воздушным охлаждением:

1. Antminer S21 XP (270 TH/c, ~3700 Вт · ч, 336 000 руб, ~13.5 Дж/TH);

2. Whatsminer M61S (232 ТН/с, ~3470 Вт · ч, 261 000 руб, ~14.9 Дж/ТН);
3. Antminer S21+ (235 ТН/с, ~3300 Вт · ч, 219 000 руб, ~14 Дж/ТН).

Экономические показатели работы фермы на основе газогенератора

В таблице 1 представлен расчет доходности при работе майнера Antminer S21 XR, среднесуточная стоимости электроэнергии для промышленного потребителя в Москве (на 2026 г.) – 7,15 руб/кВт·ч.

Таблица 1.

Доход майнингового оборудования

№ п/п	Показатель	1 станция с учетом затрат на электроэнергию	1 станция без учета затрат на электроэнергию	Ферма с учетом затрат на электроэнергию	Ферма без учета затрат на электроэнергию	Ферма с учетом всей потребляемой мощности в 3 МВт · ч
1	Количество станций	1	1	100	100	810
2	Стоимость электроэнергии	7.15 руб./кВт·ч	–	7.15 руб./кВт·ч	–	–
3	Стоимость тонны угля	–	5 000 руб./т	–	5 000 руб./т	5 000 руб./т
4	Стоимость майнингового оборудования	336 000 руб.	336 000 руб.	33 600 000 руб.	33 600 000 руб.	272 160 000 руб.
5	Потребляемая мощность майнингового оборудования	3,7 кВт · ч	3,7 кВт · ч	370 кВт · ч	370 кВт · ч	2 997 кВт · ч
6	Вычислительная мощность майнингового оборудования	270 ТН/с	270 ТН/с	27 000 ТН/с	27 000 ТН/с	218 700 ТН/с
7	Расходы на электроэнергию	19 050 руб./мес.	–	1 905 000 руб./мес.	–	–
8	Расходы на работу газификатора	–	14 600 000 руб./мес.	–	14 600 000 руб./мес.	14 600 000 руб./мес.
9	Чистая прибыль	12 880 руб./мес.	- 14 368 070 руб./мес.	1 287 780 руб./мес.	- 11 207 460 руб./мес.	11 259 580 руб./мес.
10	Срок окупаемости майнингового оборудования*	26 мес.	–	26 мес.	–	24 мес.

*Оптимальное количество компьютерного оборудования – не менее 460 шт для покрытия затрат на потребляемую угольную продукцию

На рис. 3 представлена диаграмма распределения денежных потоков финансирования проекта открытия газогенераторного блока малой генерации.

Ключевая стоимость продажи электроэнергии для газогенераторного оборудования – 7,15 руб/кВт · ч.

Таблица 2.

Описание к диаграмме денежных потоков проекта

Требуемые инвестиции на открытие блока единичного газификатора	1 390 584 тыс. руб.
Выход на безубыточность	со второго года
Срок окупаемости	4 года
Дисконтированный срок окупаемости	6 лет
Среднегодовой чистый денежный поток	1 371 304 тыс. руб.
Индекс прибыльности	1.91

В таблице 3 представлен ценовой сегмент стоимости электроэнергии федеральных округов России. Для сравнительного анализа, в таблице 3 представлены экономические показатели работы майнинг-фермы при приемлемом ценовом сегменте покупки электроэнергии в 2026 г.



Рис. 3 – Диаграмма денежных потоков проекта

Таблица 3.

Ценовой сегмент тарифов на электроэнергию на начало 2026 г.

№ п/п	Федеральный округ РФ	Тариф руб. без НДС/кВт·ч
1	Красноярский край	10,05
2	Иркутская область	6,58
3	Хабаровский край	8,05
4	Республика Саха (Якутия)	10,24
5	Забайкальский край	9,29
6	Республика Бурятия	8,68
7	Амурская область	9,45
8	Томская область	9,82
9	Челябинская область	9,24
10	Республика Башкортостан	8,02
11	Республика Татарстан	8,58
12	Волгоградская область	12,21
13	Ростовская область	10,71
14	Краснодарский край	12,63
15	Ленинградская область	13,82

Таблица 4.

Расчетные показатели криптофермы Bitcoin на начало 2026 г.

№ п/п	Параметр	Значение
1	Стоимость электроэнергии	7,15 руб./кВт·ч
2	Количество майнеров	270 шт.
3	Суммарная потребляемая мощность	1 МВт/ч
4	Суммарная стоимость майнеров	90 720 тыс. руб
5	Расходы на электроэнергию	5 143 тыс. руб./мес.
6	Ежемесячный доход	8 620 тыс. руб./мес.
7	Чистая прибыль	3 477 тыс. руб./мес.
8	Срок окупаемости	26 мес.

Ключевые показатели эффективности:

1. Себестоимость энергии < [7,15] руб./кВт · ч

2. Накопленная наработка > 5 000 часов

Структура расходов, обеспечивающие контроль качества и целевую рентабельность, представлена на рис. 4.



Рис. 4 – распределение бюджета реализации проекта

Список источников и литературы

1. Бойко Е.А., Страшников А.В. Когенерационная энергетическая установка на основе газификации твердого органического топлива для нужд малой распределённой энергетики // Промышленная энергетика. 2020. № 2. С. 34–43.
2. Васючков Ю.Ф. Производство газового топлива в процессе подземной газификации газовых угольных пластов // Уголь. 2018. № 11. С. 44–49.
3. Перспективы использования синтез-газа в газотурбинных установках // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ / Новоселова М.С., Мингалеева Г.Р., Марьин Г.Е., Титов А.В. 2024. Т.26. № 1. С. 131-143. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-1-131-143.
4. Обзор газопоршневых установок из Китая 2025: технологии, эффективность и перспективы для России [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://manbw.ru> (дата обращения: 06.06.2026).
5. Опытно-промышленные испытания горнового газификатора / Рыжий И.А., Штегман А.В., Тугов А.Н., Сиротин Д.А., Гутник М.М., Фоменко Е.А., Сосин Д.В., Тимашков К.В., Алексеенко С.В., Заворин А.С., Губин В.Е., Матвеев А.С., Гвоздяков Д.В., Ларионов К.Б., Янковский С.А. // Теплоэнергетика. 2021. № 6. С. 55–67.

**РЕЗОЛЮЦИЯ
ВСЕРОССИЙСКОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ТЭС»**

г. Чебоксары, Чувашская Республика,
16–18 апреля 2026 г.

Всероссийская научно-практическая конференция «Автоматизация и цифровизация управления технологическими процессами ТЭС» (далее – Конференция) приуроченная к серии научно-технических мероприятий, посвященных 105-летию Всероссийского теплотехнического института, состоялась 16-18 апреля 2026 года в г. Чебоксары.

Организаторами Конференции выступили: Акционерное общество «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (Интер РАО) (далее – АО «ВТИ»); ООО Инжиниринговая компания «АМАКС».

Целями проведения Конференции стали: повышение технологического суверенитета РФ, развитие научно-исследовательского потенциала теплоэнергетической отрасли; актуализация проблем управления технологическими процессами ТЭС и поиск путей их решения; популяризация научного знания, обмен, обобщение и распространение передового опыта; консолидация ученых и практиков в вопросах автоматизации и цифровизации управления технологическими процессами ТЭС; определение тенденций и перспектив развития отрасли.

Участники конференции, представляющие энергетические компании, научно-исследовательские организации, инжиниринговые и ИТ-компании, обсудили актуальные вопросы импортозамещения, автоматизации, цифровизации и технологического развития тепловой генерации.

Первая панельная сессия была посвящена совершенствованию систем автоматизированного управления подачи топлива на ТЭС, в ходе проведения которой были рассмотрены вопросы: удаленного мониторинга и диагностики оборудования с применением технологий предиктивной аналитики; использования средств математического моделирования для формирования предиктивных моделей, практики аудита систем управления котлоагрегатов; обеспечения технологического суверенитета объектов критической информационной инфраструктуры; обеспечения безопасной эксплуатации и снижения затрат на топливо и вредные выбросы.

Вторая панельная сессия была направлена на решение задач по внедрению цифровых технологий при распределении тепловой и электрической

энергии, в ходе чего были рассмотрены вопросы целевой архитектуры цифровизации предприятий теплоснабжения и представлена Концепция цифровой платформы теплоснабжения.

Третья панельная сессия была посвящена инновационным технологиям будущего – решению задач глубокой переработки угля как новому направлению энергетических технологий, а также практическому использованию среды разработки Unreal Engine для решения инженерных задач и проектирования.

1. В ходе конференции отмечено, что в условиях модернизации генерирующих мощностей, повышения требований к надежности и эффективности эксплуатации, а также ограниченного доступа к зарубежным технологиям, приоритетное значение приобретает развитие отечественных научно-технических решений и формирование устойчивого контура научно-технической деятельности в энергетике. Участники подчеркнули, что автоматизация и цифровизация процессов управления ТЭС являются ключевыми факторами повышения эффективности, надежности и управляемости энергетических объектов, а развитие предиктивной аналитики, цифровых моделей и систем удаленного мониторинга и диагностики позволяет существенно снизить аварийность оборудования и повысить качество принимаемых технических решений. Особое внимание уделено необходимости перехода к автоматизации верхнего уровня управления с использованием предиктивной аналитики и технологий искусственного интеллекта, обеспечивающих оптимизацию режимов работы энергоблоков и снижение эксплуатационных потерь.

2. Отмечено, что с учетом современных геополитических условий решение инженерных задач должно осуществляться преимущественно на базе отечественного программного обеспечения, а создание собственных комплексных САД-систем, в том числе с применением технологий виртуальной реальности, является важным элементом обеспечения технологического суверенитета.

3. Участники конференции подчеркнули важность устранения разрыва между научными разработками и их внедрением, обусловленного отсутствием системной модели доведения технологий до промышленной стадии, и отметили особую значимость формирования единой системы научно-технической экспертизы и сопровождения технологических решений в энергетике.

4. В качестве приоритетных направлений развития определены создание цифровых двойников и предиктивных систем управления, совершенствование автоматизированных систем управления технологическими процессами, внедрение технологий анализа больших данных в эксплуатацию ТЭС, развитие

отечественных решений в области диагностики и мониторинга оборудования, повышение экологической эффективности и снижение выбросов, а также развитие технологий работы с непроектными и низкокачественными топливами.

5. Отдельно признана перспективной и целесообразной реализация цифровых платформ теплоснабжения на предприятиях теплосетевого комплекса.

6. Отмечена целесообразность создания отечественной автоматизированной системы оперативного управления производством и ее внедрения на предприятиях энергомашиностроительного сегмента Группы «Интер РАО».

7. В целях практической реализации указанных направлений рекомендовано энергетическим компаниям обеспечить аудит систем управления котлоагрегатов на соответствие требованиям Указа Президента РФ от 30.03.2022 №166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», внедрение цифровых и предиктивных технологий в эксплуатационную деятельность, формировать системный спрос на научно-технические разработки и использовать единые подходы к постановке задач НИОКР и оценке их результатов. Научным и инженерным организациям предложено сосредоточить усилия на прикладных разработках, ориентированных на внедрение, развивать методы математического моделирования и цифрового анализа, а также обеспечивать сопровождение внедрения разработок на действующих энергетических объектах.

8. Поддержать разработку Концепции проекта дистанционного оказания услуг по расчету остаточного ресурса поверхностей нагрева котлов ТЭС на основе данных, предоставляемых через web-портал.

9. В целях реализации требований нормативных правовых актов, а также с учетом установленной задачи по переходу субъектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации до 01.01.2030 на 100-процентное применение доверенных программно-аппаратных комплексов предлагается обеспечить исполнение ранее утвержденных решений и планов мероприятий: реализацию утвержденных перечней объектов КИИ и графиков проведения аудита систем газоснабжения и управления котлоагрегатами; по результатам проведенных аудитов и с учетом разработанных пообъектных технико-коммерческих предложений (ТКП) – реализацию утвержденных планов-графиков реконструкции систем газоснабжения котлоагрегатов и перехода на доверенные программно-аппаратные комплексы; обеспечить разработку и внедрение индивидуальных проектных решений по каждому

объекту КИИ в соответствии с действующими планами-графиками. Принять к сведению возможности ГК АМАКС с учетом соответствия всем нормативно-правовыми требованиям и накопленного опыта в реализации комплексных проектов модернизации котлоагрегатов, включая замену газовой арматуры, внедрение современных программно-технических комплексов на базе отечественного программного обеспечения и оборудования, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

10. В рамках обсуждения обозначена стратегическая значимость переработки угля и увеличения его потребления как фактора обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации, учитывая значительные запасы данного ресурса и зависимость ряда регионов от угольной отрасли.

11. Подчеркнута перспективность развития распределенной энергетики на базе газопоршневых установок, позволяющей обеспечить дополнительный спрос на уголь, повысить экономическую устойчивость добывающих предприятий и усилить энергетическую автономность отдельных территорий. В качестве одного из новых направлений рассмотрено использование твердого топлива для обеспечения энергоемких процессов, включая майнинг криптовалют, что может рассматриваться как дополнительный источник доходности для предприятий отрасли.

12. Участники конференции отмечают высокую актуальность и практическую значимость проекта по созданию цифрового сервиса дистанционного расчета остаточного ресурса поверхностей нагрева котлов ТЭС, представленного АО «ВТИ». Принимая во внимание уникальность методики расчета, а также существенный потенциал повышения надежности и экономичности работы генерирующего оборудования, участники рекомендуют Фонду «Энергия без границ» и ООО «Сигма» рассмотреть возможность кооперации в целях ускоренной реализации данного проекта.

13. Признано целесообразным провести дополнительную детальную проработку количественных показателей влияния внедрения сервиса на показатели надежности энергетического оборудования (снижение частоты отказов, увеличение межремонтных интервалов) для последующего учета данных эффектов в отраслевых программах повышения эффективности.

Оргкомитет Конференции

**План научно-технических мероприятий,
проводимых АО «ВТИ» в 2026 году**

№ пп	Наименование мероприятия	Дата проведения	Научный руководител ь	Стоимость участия, руб. с НДС
1.	Круглый стол «Актуализация СТО по эксплуатационному контролю металла и порядку продления сроков службы турбин, котлов и трубопроводов»	26 февраля, г. Москва	Пчелинцев А.В.	Бесплатно
2.	IV международная научно- техническая конференция «Современные тенденции развития рынка огнестойких турбинных масел и опыт их эксплуатации на ТЭС и АЭС»	19 марта, г. Москва	Акулич Р.В.	36 600
3.	Круглый стол «Обоснование мероприятий по очистке дымовых газов ТЭС для выполнения правил по охране атмосферного воздуха для объекта НВОС в условиях повышенных экологических требований (квотирование выбросов)»	26 марта, г. Москва,	Киселева О.А.	Бесплатно
4.	Всероссийская научно-практическая конференция «Автоматизация и цифровизация управления технологическими процессами ТЭС»	16-17 апреля, г. Чебоксары	Барциц И.Н.	36 600
5.	Круглый стол «Разработка методики по оценке остаточного ресурса труб поверхностей нагрева, изготовленных из аустенитных сталей с мелкозернистой структурой»	4 июня, г. Москва	Пчелинцев А.В.	Бесплатно
6.	Круглый стол «Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию: современные требования, разработка и применение»	10 сентября г. Москва	Тарадай Д.В.	Бесплатно
7.	Круглый стол «Актуализация научно- технической документации в части оснащения приборами непрерывного контроля пароводяного тракта ТЭЦ»	18 сентября, г. Москва	Акулич Р.В.	Бесплатно
8.	VIII международная научно- техническая конференция «Использование твердых топлив для эффективного и экологически чистого производства электроэнергии и тепла»	1 октября, г. Москва	Тугов А.Н.	36 600

№ пп	Наименование мероприятия	Дата проведения	Научный руководител ь	Стоимость участия, руб. с НДС
9.	Международный конгресс, посвященный 105-летию ВТИ	ноябрь, г. Москва	Барциц И.Н.	Бесплатно
10.	V международная научно-техническая конференция «Ремонт и техническое обслуживание оборудования электростанций»	12 ноября, г. Москва	Тарадай Д.В.	36 600
11.	Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные вопросы развития систем теплоснабжения»	3 декабря, г. Москва	Голобоков А.В.	36 600

**План научно-технических мероприятий, проводимых АО «ВТИ»
в 2027 году**

№ п.п.	Наименование мероприятия	Дата проведения
12.	Круглый стол «Снижение углеродного следа при производстве электроэнергии и тепла. Пути декарбонизации в энергетике»	19 февраля
13.	III Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные вопросы эксплуатации котлов ТЭС: проблемы и пути их решения»	01 апреля
14.	I Всероссийская научно-техническая конференция «Цифровая трансформация и автоматизация бизнес-процессов в теплоэнергетической отрасли»	14-17 апреля (Чебоксары)
15.	Круглый стол «Углекислота: экономическая эффективность и технические возможности. Получение новых топлив, включая водород»	30 апреля
16.	V Международная научно-техническая конференция «Экология в энергетике»	20-21 мая
17.	Круглый стол «Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию. Современные требования, разработка и применение»	09 сентября
18.	VI Международная научно-техническая конференция «Диагностика и ресурс металла теплосилового оборудования электростанций»	24 сентября
19.	II Международная научно-техническая конференция «Эффективность работы гидроохладителей и вакуумных систем ТЭС: инновации, проблемы и способы их решений»	07 октября
20.	I Международная научно-техническая конференция «Инновационные методы превентивной диагностики тепловых сетей»	22 октября
21.	XIV Международная научно-техническая конференция «Проблемы вибрации, виброналадки, вибромониторинга и диагностики оборудования электрических станций»	18 ноября
22.	I Всероссийская научно-техническая конференция «Развитие теплового бизнеса России (экономика тепловой энергии в России): правовое и тарифное регулирование»*	26 ноября
23.	XIII Международная научно-техническая конференция «Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС. Цели и задачи»**	10 декабря

* презентация годового доклада о состоянии систем теплоснабжения и стратегические предложения по их развитию

** обучение с выдачей сертификата

ПРИЕМ В АСПИРАНТУРУ АО «ВТИ» в 2026 году

Акционерное общество «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (АО «ВТИ») объявляет о приеме на конкурсной основе граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства, имеющих образования не ниже высшего образования (специалитет или магистратура), на обучение по образовательным программам высшего образования - программам подготовки научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре по научным специальностям:

- 2.4.5. Энергетические системы и комплексы (технические науки);
- 2.4.7. Турбомашины и поршневые двигатели (технические науки).

АО «ВТИ» имеет лицензию № 0293 от 16 августа 2012 года, регистрационный номер лицензии Л035-00115-77/00096102, на осуществление образовательной деятельности по образовательным программам высшего образования - программам подготовки научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре (уровень подготовки кадров высшей квалификации) и дополнительным профессиональным программам, выданную Федеральной службой по надзору в сфере образования и науки. Срок действия лицензии – бессрочно.

Образовательные программы реализуются в соответствии с Федеральными государственными требованиями, утвержденными приказом Министерства науки и высшего образования Российской Федерации от 20.10.2021 № 951.

Форма обучения – очная.

Нормативный срок обучения – 4 года.

Лицам, успешно освоившим образовательную программу аспирантуры и прошедшим итоговую аттестацию, при представлении диссертации к защите дополнительно предоставляется сопровождение продолжительностью не более 1 года.

Обучающимся предоставляется отсрочка от службы в армии.

В 2026 году прием заявлений и документов для поступления в аспирантуру проводится с 26.06.2026 г. по 15.09.2026 г.

Вступительные испытания проводятся с 16.09.2026 г. по 29.09.2026 г.

Зачисление поступающих в аспирантуру – 30.09.2026 г.

Стоимость обучения в аспирантуре – 350 000 руб. за учебный год.

Адрес Приемной комиссии: Российская Федерация, 115280, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 23, стр. 4.

Перед посещением требуется предварительный заказ разового пропуска по телефону +7(495) 137–77–70, добавочный 1673, или по электронной почте priem.edu@vti.ru.

Дни и часы работы Приемной комиссии:

Понедельник – пятница: с 10:00 до 18:00 (без перерыва)

Суббота: с 10:00 до 14:00 (без перерыва).

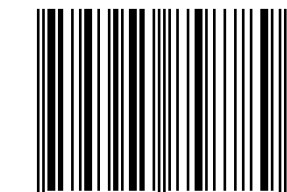
Телефоны Приемной комиссии:

+7(495) 137–77–70, доб. номер 16-73; +7 (495) 646–41–44, доб. номер 16-73

Электронная почта Приемной комиссии: priem.edu@vti.ru

Ответственный за размещение информации – Федоров Александр Михайлович, директор Научно-образовательного центра профессиональных компетенций и квалификаций АО «ВТИ», кандидат педагогических наук, доцент.

ISBN 978-5-905858-78-9



9 785905 858789 >