

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

Оригинальная научная статья

УДК 625: 621.311: 681.5

EDN: <https://elibrary.ru/rwjmqr>

DOI: <https://doi.org/10.21780/2223-9731-2026-85-2-164-174>

Научная специальность: 2.9.3. Подвижной состав железных дорог, тяга поездов и электрификация



Совершенствование архитектуры системы учета электроэнергии на железнодорожном транспорте

В. С. Басыров✉, А. Б. Косарев

Научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта (ВНИИЖТ),
Москва, Российская Федерация

АННОТАЦИЯ

Введение. В условиях глобальной цифровой трансформации железнодорожного транспорта и перехода от дискретной фиксации параметров к созданию цифровых двойников энергосистем повышается актуальность системной модернизации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ОАО «РЖД» для преодоления технологического разрыва и обеспечения предиктивного управления энергопотреблением, а также техническим состоянием оборудования. Цель работы — разработка и теоретическое обоснование целевой архитектуры унифицированной модели цифровой платформы, интегрирующей функции юридически значимого коммерческого учета, предиктивной аналитики (прогнозирование электропотребления и отказов оборудования), взаимодействия с корпоративными системами и внешними интеллектуальными энергосистемами.

Материалы и методы. В основе исследования лежит системный анализ архитектурно-функциональной структуры существующей информационно-измерительной системы. Используются методы структурного моделирования, компаративного анализа подсистем учета и парка приборов учета, проведены анализ нормативно-правовой базы и критический обзор научных публикаций.

Результаты. В ходе исследования выявлены ключевые недостатки существующей информационно-измерительной системы: технологическая фрагментарность, разнотипность парка оборудования, недостаточный уровень автоматизации отчетности. Отмечены слабая интеграция с общекорпоративным программным контуром и низкие темпы адаптации к концепции интеллектуальных энергосистем. Действующая инфраструктура не обеспечивает мониторинга распределения энергии от источника до потребителя и не обладает функционалом предиктивной аналитики. Полученные результаты послужили основой для формирования целевой модели унифицированной цифровой платформы. Предложена четырехуровневая архитектура системы.

Обсуждение и заключение. Обоснована необходимость перехода к унифицированной цифровой платформе, интегрирующей функции предиктивной аналитики и бесшовного взаимодействия с различными системами. Предложенное решение создает основу для разработки цифровых двойников энергообъектов, снижения операционных издержек и коммерческих потерь.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АИИС КУЭ, энергоэффективность, учет, энергосистема, железнодорожный транспорт

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Басыров В. С., Косарев А. Б. Совершенствование архитектуры системы учета электроэнергии на железнодорожном транспорте // Вестник Научно-исследовательского института железнодорожного транспорта (Вестник ВНИИЖТ). 2026. Т. 85, № 2. С. 164–174. EDN: <https://elibrary.ru/rwjmqr>.

TECHNICAL MEANS OF RAILWAY TRANSPORT

Original article

UDK 625: 621.311: 681.5

EDN: <https://elibrary.ru/rwjmqp>

DOI: <https://doi.org/10.21780/2223-9731-2026-85-2-164-174>

Scientific specialty: 2.9.3. Railway rolling stock, train traction and electrification



Improvement of architecture for electricity metering system on railway transport

Valentin S. Basyrov✉, Alexander B. Kosarev

Railway Research Institute,
Moscow, Russian Federation

ABSTRACT

Introduction. In the context of the global digital transformation of railway transport and the transition from discrete parameter recording to the creation of digital twins of energy systems, it has become increasingly critical to implement systematic modernisation of Automated Information and Measurement System for Commercial Electricity Metering of JSC “Russian Railways”, in order to close technological gaps and ensure predictive control of energy consumption and the technical condition of equipment. The purpose of the work is the development and theoretical justification of the target architecture for a unified model of a digital platform integrating functions of legally significant commercial metering, predictive analytics (forecasting of electricity consumption and equipment failures), interaction with corporate systems, and external intelligent power grids.

Materials and methods. The research is based on a systematic analysis of the architectural-functional structure of the existing Information and Measurement System. Methods of structural modeling, comparative analysis of accounting subsystems and metering equipment fleet were used. Regulatory and legal framework was analysed, and a critical review of scientific publications was conducted.

Results. The study identified key limitations of the existing Information and Measurement System: technological fragmentation, diversity of equipment fleet, insufficient level of reporting automation. Weak integration with the corporate software environment and low rates of adaptation to the concept of intelligent power grids were noted. The current infrastructure does not provide monitoring of energy distribution from source to consumer and lacks predictive analytics functionality. The obtained results served as the basis for forming the target model of a unified digital platform. A four-level architecture for the system is proposed.

Discussion and conclusion. The necessity of transitioning to a unified digital platform integrating predictive analytics functions and seamless interaction with various systems is substantiated. The proposed solution creates a foundation for developing digital twins of energy objects, reducing operational costs and commercial losses.

KEYWORDS: AIMS CEM, energy efficiency, metering, power system, railway transport

FOR CITATION: Basyrov V. S., Kosarev A. B. Improvement of architecture for electricity metering system on railway transport. *Russian Railway Science Journal*. 2026;85(2):164–174. (In Russ.). DOI: <https://doi.org/10.21780/2223-9731-2026-85-2-164-174>.

✉ basyrov.valentin@vniizht.ru (V. S. Basyrov)

© Basyrov V. S., Kosarev A. B., 2026

Введение. Железнодорожный транспорт потребляет около 1 % от объема мирового производства всей энергии (свыше 2 % в транспортном секторе [1]). В Российской Федерации значимость отрасли подтверждается ее доминирующей ролью в транспортной системе: в 2025 г. на железнодорожный транспорт приходилось 45,9 % всего грузооборота (включая трубопроводный транспорт)¹, до 27 % пассажирских перевозок в дальнем сообщении² и более 7 % перевозок пассажиров транспортом общего пользования³. В структуре железнодорожного хозяйства на потребление электроэнергии приходится доминирующая часть затрат (свыше 54 % в 2024 г.⁴) от общего объема потребления топливно-энергетических ресурсов, при этом годовой объем потребления достигает 50,9 млрд кВт·ч. Учитывая, что 44,2 млрд кВт·ч этого объема (86,8 %) в 2024 г. было израсходовано на тяговые нужды⁵, модернизация систем учета на базе интеллектуальных цифровых платформ становится неизбежным условием реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года⁶ и ведомственного проекта «Цифровая энергетика»⁷.

Современные тенденции развития мировой энергетики свидетельствуют о том, что переход от централизованных моделей к гибридным, распределенным и интеллектуальным энергосистемам выступает ключевым фактором транспарентности и экономичности энергоснабжения. Применительно к специфике железнодорожного транспорта, характеризующейся доминированием импульсных тяговых нагрузок, внедрение технологии интеллектуальных энергосистем обеспечивает реализацию функциональных возможностей, а именно:

- адаптивного управления спросом (с верификацией по графику движения поездов и прогнозной модели загрузки тяговой сети);
- интеграции распределенной генерации и объектов микрогенерации на базе возобновляемых источников энергии (далее — ВИЭ) в систему электроснабжения стационарной инфраструктуры (вокзалы, депо и т. д.);

- прогностической аналитики пиковых нагрузок с горизонтом прогнозирования 24–72 ч;
- автоматизированной идентификации и верификации структуры потерь с дифференциацией на техническую и коммерческую составляющие;
- предиктивного мониторинга технического состояния сети и раннего обнаружения предаварийных режимов на основе анализа трендов электропотребления и показателей качества электроэнергии.

Точный мониторинг параметров сети позволяет принимать обоснованные управленческие решения для обеспечения эксплуатационной надежности оборудования, снижения затрат и потребления электроэнергии [2].

Нормативы технологических потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям ОАО «РЖД», утвержденные региональными энергетическими комиссиями субъектов Российской Федерации, находятся в диапазоне от 0 до 14,8 %⁸, при этом на основе экспертных оценок уровень фактических технологических потерь на полигоне постоянного тока составляет 10,4 % [3]. На железнодорожном транспорте данный показатель варьируется и прямое сравнение с общероссийскими показателями затруднительно из-за специфики эксплуатационных режимов. Анализ энергоэффективности показывает существенную вариативность в электросетевом комплексе страны: уровень относительных потерь в сетях варьируется в широком диапазоне 2,75–29,3 %, что близко к целевому значению ПАО «Россети» (7,34 %), но на 2–7 % выше среднемировых стандартов и показателей в ряде стран Европейского союза (1,95–22,63 %) [4]. При годовом объеме потерь в России около 100 млрд кВт·ч более 80 % структуры потерь приходится на коммерческую составляющую [4]. В связи с этим необходима четкая декомпозиция потерь электроэнергии на технические и коммерческие составляющие. Технические потери — это физические потери (в линиях электропередачи, ошиновке, оборудовании и т. д.), определяемые законами физики. Коммерческие потери — это разница между учтенным и оплаченным потреблением (включающая

¹ Грузооборот по видам транспорта // ЕМИСС. Государственная статистика. URL: <https://fedstat.ru/indicator/30990> (дата обращения: 01.04.2026).

² Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 г. с прогнозом на период до 2035 г.: распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 ноября 2021 г. № 3363-р. URL: <https://mintrans.gov.ru/documents/2/11577> (дата обращения: 01.04.2026).

³ Перевозки пассажиров по видам транспорта общего пользования // ЕМИСС. Государственная статистика. URL: <https://www.fedstat.ru/indicator/31315.do> (дата обращения: 01.04.2026).

⁴ Приложение к разделу «Энергоэффективность» // ОАО «РЖД». Отчет об устойчивом развитии 2024. URL: <https://sr2024.rzd.ru/annexes/energy-efficiency> (дата обращения: 01.04.2026).

⁵ Там же.

⁶ Об Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года: распоряжение Правительства РФ от 12 апреля 2025 г. № 908-р. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202504140013> (дата обращения: 01.04.2026).

⁷ Ведомственный проект «Цифровая энергетика» // Министерство энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/project-activities/projects/departamental-project-digital-energy> (дата обращения: 01.04.2026).

⁸ Нормативы технологических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ОАО «РЖД» на 2025 г. URL: <https://company.rzd.ru/api/media/resources/2506563?action=download> (дата обращения: 01.04.2026).

безучетное и бездоговорное потребление, хищения, погрешности измерительных трансформаторов и приборов учета).

Корреляционная зависимость между степенью оснащенности интеллектуальными счетчиками и динамикой снижения потерь электроэнергии представлена на рис. 1, который наглядно демонстрирует тренд на снижение потерь по мере увеличения доли современных приборов учета.

При интерпретации данных необходимо учитывать нелинейный характер рассматриваемой зависимости. Коммерческие потери зависят не только от метрологической точности учета, но и от мер противодействия несанкционированному отбору мощности. Внедрение интеллектуальных систем учета реализуется в комплексе с мерами по сокращению коммерческих потерь. Основным эффектом достигается за счет выявления безучетного потребления, однако это не затрагивает уровень технических потерь в сетях [4]. Снижение технических потерь достигается за счет выравнивания суточных графиков нагрузки по данным предиктивной аналитики. Высокоточное прогнозирование позволяет планировать мероприятия по выравниванию нагрузки. Согласно закону Джоуля – Ленца это минимизирует математическое ожидание квадрата тока и, как следствие, снижает нагрузочные потери в проводниках и силовых трансформаторах.

Несмотря на возрастающий научно-практический интерес к интеллектуальным энергосистемам и частностям в виде интеллектуальных систем учета, актуальная исследовательская база характеризуется определенной фрагментарностью. В литературе отсутствует комплексный системный подход к анализу архитектуры автоматизированной информационно-измери-

тельной системы коммерческого учета электроэнергии ОАО «РЖД» (далее — АИИС КУЭ) в контексте цифровой трансформации железнодорожной отрасли. В ходе анализа выявлен ряд существенных ограничений. Работы [5–6] ограничены локальным применением на Куйбышевской железной дороге (например, нейросетевые технологии для анализа небаланса на подстанции «Жигулевское море»), но не содержат механизмов масштабирования на всю инфраструктуру ОАО «РЖД» или интеграции с корпоративными системами. А. Л. Каштанов и О. О. Комякова [7] фокусируются на перетоках мощности в сетях постоянного тока, при этом за рамками анализа остаются механизмы формирования коммерческих потерь. Фундаментальные основы единой системы учета, заложенные В. Т. Черемисиным и др. [8], на текущем этапе требуют дополнения в части применения алгоритмов искусственного интеллекта для предиктивной аналитики. Концептуальные предложения Ю. Н. Короля и Ю. А. Чернова [9] по мониторингу и учету электроэнергии на фидерах контактной сети и электроподвижного состава не получили практической реализации ввиду отсутствия унифицированной технологической платформы и нормативной базы. Обобщающие исследования В. Э. Воронницкого [4], а также Т. В. Ховаловой и С. С. Жолнерчик [10] не учитывают отраслевую специфику железных дорог. Констатация технологического разрыва в работе [11] не выделяет железнодорожный транспорт в качестве автономного объекта исследования с уникальными режимами энергопотребления.

Таким образом, в отечественной научной литературе наблюдается отсутствие комплексного анализа архитектуры АИИС КУЭ как единой цифровой платформы.

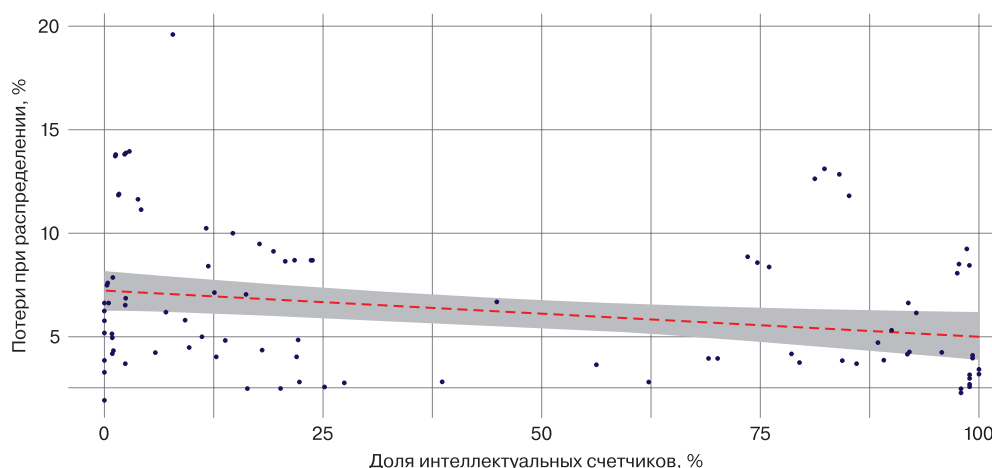


Рис. 1. Зависимость относительных потерь при распределении электроэнергии от доли установленных интеллектуальных счетчиков*
* Источник: [4]

Fig. 1. Dependence of relative power distribution losses on the share of installed smart meters*
* Source: [4]

Концепция такой платформы должна обеспечить конвергенцию процессов коммерческого учета, мониторинга показателей качества электроэнергии, предиктивной аналитики и механизмов управления спросом в рамках интеллектуальных энергосистем. Учитывая масштаб энергетической инфраструктуры ОАО «РЖД», сопоставимый только с ПАО «Россети» [12], функция учета электроэнергии трансформируется из вспомогательного технического процесса в механизм управления издержками и обеспечения энергетической эффективности.

В соответствии с отраслевыми программными документами до 2030 г. в ОАО «РЖД» предусматривается достижение полной оснащённости системами АИИС КУЭ всего совокупного парка тяговых подстанций в количестве 1423 единиц [13]. Однако представляется очевидным, что экстенсивный путь развития (количественное наращивание парка приборов учета электроэнергии) без качественной концептуальной модернизации архитектуры не обеспечит достижения требуемого уровня операционной эффективности и оставит нерешенным вопрос системной интеграции данных.

Материалы и методы. Исследование выполнено в рамках комплексного системного подхода к анализу архитектурно-функциональной структуры существующей АИИС КУЭ. В ходе работы проведен анализ нормативно-правового регулирования системы. Основными инструментами выступили следующие методы:

1. Системный анализ применен для выявления функциональных взаимосвязей и архитектурных ограничений между уровнями АИИС КУЭ: оптовый рынок электроэнергии (далее — ОРЭ), розничный рынок электроэнергии (далее — РРЭ), железнодорожные узлы (далее — ЖУ).

2. Сравнительный анализ подсистем учета РЖД (ОРЭ, РРЭ, ЖУ) реализован по унифицированному набору параметров: функциональное назначение,

метрологические характеристики, топология каналов связи и уровень автоматизации процессов. Внимание уделено верификации степени интеграции с корпоративными системами планирования ресурсов предприятия (Enterprise Resource Planning — ERP), автоматизированными системами управления технологическим процессом (далее — АСУ ТП), диспетчерским управлением и сбором данных (Supervisory Control and Data Acquisition — SCADA).

3. С помощью методов архитектурного моделирования разработана четырехуровневая целевая модель функционирования АИИС КУЭ (измерение → агрегация → аналитическая обработка → верификация отчетности). Данный подход обеспечивает формализацию информационных потоков и выявляет в существующей архитектуре отсутствие контуров обратной связи, что препятствует переходу от пассивной фиксации потребления к реализации функций активного энергоменеджмента и адаптивного управления нагрузкой в режиме реального времени.

4. Анализ нормативно-технической документации:

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»⁹ (далее — ФЗ-35);
- Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»¹⁰ (далее — ФЗ-102);
- Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»¹¹ (далее — ПП-442);
- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг <...>»¹² (далее — ПП-861);
- международные стандарты: IEC 62056-1-0:2014¹³, IEC 62056-1-1:2016¹⁴, IEC 60870-5-101:2003¹⁵,

⁹ Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изм. на 23 марта 2026 г.). URL: <https://docs.cntd.ru/document/901856089> (дата обращения: 01.04.2026).

¹⁰ Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» (с изм. на 8 августа 2024 г.; ред., действ. с 1 января 2026 г.). URL: <https://docs.cntd.ru/document/902107146> (дата обращения: 01.04.2026).

¹¹ Постановление Правительства РФ от 04 мая 2012 г. № 442 (ред. от 17 февраля 2026) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». URL: <https://docs.cntd.ru/document/902349816> (дата обращения: 01.04.2026).

¹² Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг <...>». URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102090372> (дата обращения: 01.04.2026).

¹³ IEC 62056-1-0:2014. Electricity metering data exchange. — The DLMS/COSEM suite — Part 1-0: Smart metering standardisation framework. URL: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/20027/a79bb0ce52cd4c888876af0a065b9193/IEC-62056-1-0-2014.pdf> (дата обращения: 01.04.2026).

¹⁴ IEC 62056-1-1:2016. Electricity metering data exchange — The DLMS/COSEM suite — Part 1-1: Template for DLMS/COSEM communication profile standards. URL: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/22595/f2d3cb27db5e41288c1ef6ef7a1e6e60/IEC-TS-62056-1-1-2016.pdf> (дата обращения: 01.04.2026).

¹⁵ IEC 60870-5-101:2003. Telecontrol equipment and systems — Part 5-101: Transmission protocols — Companion standard for basic telecontrol tasks. URL: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/11984/7e8c2b8e47b44a5294e306ccbf4c4499/IEC-60870-5-101-2003.pdf> (дата обращения: 01.04.2026).

IEC 60870-5-104:2006¹⁶, IEC 61970-1:2005¹⁷, IEC 61968-1:2020¹⁸, ISO 50001:2018¹⁹;

• ГОСТ Р МЭК 61850 (серия стандартов)²⁰, ГОСТ Р 59966–2021²¹, ГОСТ Р 58940–2020²², ГОСТ Р 71331–2024²³, СТО 34.01-5.1-009-2024²⁴.

5. Анализ технической документации оборудования (технических паспортов и руководств по эксплуатации) с точки зрения поддержки предиктивной аналитики:

• микропроцессорные приборы учета компаний ООО «Эльстер Метроника», АО «Концерн Энергомера», ООО «НПК Инкотекс», АО «РиМ», ООО «НПП Марс-Энерго», Echelon Corporation, АО ННПО им. М. В. Фрунзе, ООО «ТехноЭнерго»;

• устройства передачи данных (далее — УСПД) компаний АО «Системы и Технологии», Echelon Corporation, НПО «РиМ», ООО «Прософт-Системы»;

• серверное и сетевое оборудование.

Оценка проводилась по критериям совместимости протоколов и потенциала интеграции в цифровые платформы.

Результаты. Проведенный анализ подтвердил высокую степень централизации АИИС КУЭ, достигнутую в рамках единого программно-аппаратного комплекса (далее — ПАК) на базе программного обеспечения (далее — ПО) «Горизонт». В структуре ПАК выделены три функциональных сегмента: АИИС КУЭ ОРЭ (границы балансовой принадлежности), АИИС КУЭ РРЭ (сторонние нетяговые потребители) и АИИС КУЭ ЖУ (внутренний учет). Архитектура основана на иерархической трехуровневой модели (табл. 1), при этом на объектах с низкой плотностью точек учета допускаются двухуровневые решения для снижения капитальных затрат.

К достоинствам существующей архитектуры следует отнести высокий уровень централизации сбора данных и унификацию программных решений на базе ПО «Горизонт». Тем не менее, система характеризуется значительной аппаратной фрагментацией (использование разнотипного парка оборудования) и дефицитом интеллектуальных функций управления. В текущем состоянии архитектура остается преимущественно пассивной, ориентированной на задачи коммерческого учета, что ограничивает возможности перехода к предиктивной аналитике и превентивного предупреждения аварий. Характеристики подсистем детализированы в табл. 2.

Текущее состояние системы учета характеризуется критическим технологическим разрывом: из 291 тыс. точек учета 90 % (262 тыс. единиц) оснащены устаревшими приборами низких классов точности (1,0–2,0), не поддерживающими спецификацию протокола обмена данными электронных счетчиков (далее — СПОДЭС). Это ограничивает функционал системы только простым сбором показаний, не позволяя использовать приборы учета как полноценные датчики мониторинга сети.

Вследствие этого отсутствие контроля и мониторинга показателей качества электроэнергии (далее — ПКЭ), в частности, деструктивных гармонических искажений и несимметрии напряжений, не только ведет к сокращению срока службы оборудования, но и увеличивает погрешность сведения баланса. В таких условиях значительная часть энергопотоков оказывается вне контура интеллектуального управления. В рамках данной работы АИИС КУЭ рассматривается прежде всего как инструмент интеллектуального учета и управления энергопотоками. Анализ мониторинга

¹⁶ IEC 60870-5-104:2006. Telecontrol equipment and systems — Part 5-104: Transmission Protocols — Network Access for IEC 60870-5-101 Using Standard Transport Profiles. URL: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/13185/0954c8823c20441b97ee1cec747c9b15/IEC-60870-5-104-2006.pdf> (дата обращения: 01.04.2026).

¹⁷ IEC 61970-1:2005. Energy management system application program interface (EMS-API) — Part 1: Guidelines and general requirements. URL: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/11047/b9d172d8fb074cfbb57c536e6a5926a0/IEC-61970-1-2005.pdf> (дата обращения: 01.04.2026).

¹⁸ IEC 61968-1:2020. Application integration at electric utilities — System interfaces for distribution management — Part 1: Interface architecture and general recommendations. URL: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/23638/b3d6c39cd2bb4701aedf29431861e4b5/IEC-61968-1-2020.pdf> (дата обращения: 01.04.2026).

¹⁹ Международный стандарт ISO 50001:2018. Системы энергетического менеджмента требования и руководство по их применению / пер. и науч.-техн. ред. В. А. Качалова. URL: <https://certgroup.org/wp-content/uploads/2021/10/iso-50001-2018-perevod-ot-29-08-2018-1.pdf> (дата обращения: 01.04.2026).

²⁰ Серия стандартов ГОСТ Р МЭК 61850. Сети и системы связи на подстанциях.

²¹ ГОСТ Р 59966–2021. Протокол обмена информацией между компонентами распределенных интеллектуальных систем учета ресурсов. Протокол интеллектуальных распределенных систем (ПИРС). Основные положения: утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2021 г. № 1838-ст. М.: Российский институт стандартизации, 2022. 113 с.

²² ГОСТ Р 58940–2020. Требования к протоколам обмена информацией между компонентами интеллектуальной системы учета и приборами учета: утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2020 г. № 415-ст. М.: Стандартинформ, 2021. 101 с.

²³ ГОСТ Р 71331–2024. Интеллектуальные системы учета электрической энергии (мощности). Общие технические требования: утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 апреля 2024 г. № 432-ст. М.: Российский институт стандартизации, 2024. 23 с.

²⁴ СТО 34.01-5.1-009-2024. Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования: утв. и введен в действие приказом ПАО «Россети» от 21 февраля 2024 г. № 77. 164 с. URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/583/6kgrduk5xaeqyv7pr16ztga3q2hmtllk/%D0%A1%D0%A2%D0%9E%2034.01-5.1-009-2024%20%D0%9F%D0%A3.pdf> (дата обращения: 01.04.2026).

Таблица 1

Иерархическая модель взаимодействия уровней учета электроэнергии*

Table 1

Hierarchical model of electricity metering level interaction*

Уровень	Компонент	Функции	Связь/интерфейсы	Протоколы/стандарты
Уровень 1 (Измерение)	Счетчики, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения — информационно-измерительный комплекс (ИИК), измерительные цепи, шлюзы-концентраторы	Прецизионное измерение параметров (U, I, P, Q), профилирование нагрузки	Подключение к УСПД	RS-485, RS-232, M-Bus, ИК-порт, Modbus, DLMS/COSEM, CSD, GPRS
Уровень 2 (Сбор)	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки на базе УСПД	Автоматизированный опрос ИИК, агрегация данных, верификация, локальное хранение, передача данных	Связь со счетчиками и ИВК (прием от УСПД, передача на ИВК) от УСПД, передача на ИВК)	GSM/GPRS, Ethernet, радиоканал; Modbus, CSD, сетевые протоколы (TCP/IP)
Уровень 3 (Центр)	Информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с ПО «Горизонт»	Централизованный сбор, обработка, хранение, отчетность, резервирование	Прием данных от ИВК всех филиалов. Интеграция с АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (АО «АТС»), поддержка стандартов безопасности	Сетевые протоколы (TCP/IP), Ethernet, XML

* Источник: [6–9]

* Source: [6–9]

Таблица 2

Сравнение параметров подсистем АИИС КУЭ*

Table 2

Comparison of AIMS CEM subsystem parameters*

Параметр	АИИС КУЭ ОРЭ	АИИС КУЭ РРЭ	АИИС КУЭ ЖУ
Назначение	Коммерческий учет на оптовом рынке электроэнергии	Учет для розничного рынка (энергосбыт)	Внутренний учет на объектах ж.-д. транспорта и энергоменеджмент
Класс точности приборов учета	0,2S–0,5S	1,0–2,0	0,5–1,0
Уровень автоматизации	Высокий	Средний	Высокий
Каналы связи	Ethernet, CSD	PLC, GPRS	CSD
Интеграция	Система для коммерческого расчета на оптовом рынке электроэнергии	Биллинговые системы	Диспетчеризация
Уровень безопасности	Высокий	Средний	Высокий
Количество точек учета	~24 000	~238 000	~29 000

* Источник: [9]

* Source: [9]

ПКЭ, требующий специфических метрик и алгоритмов, вынесен за рамки исследования и будет рассмотрен отдельно. Систематизация выявленных проблем приведена в табл. 3.

Табл. 1–3 подтверждают, что, несмотря на различия в функциональном назначении и технической реализации, все подсистемы разделяют общие ограничения, связанные с отсутствием функций предиктивной аналитики и слабой интеграцией с корпора-

тивными системами. Функционирование АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации, определяющим принципы работы энергетических рынков и требования к точности измерений. Правовую основу системы составляют ФЗ-35 и ФЗ-102, устанавливающие метрологические стандарты для систем учета. Порядок взаимодействия субъектов при обмене данными и механизмы доступа к инфраструктуре определяются ПП-442

Систематизация проблем функционирования АИИС КУЭ*

Systematisation of AIMS CEM operational issues*

Проблема	Конкретизация	Последствия
Разнотипность оборудования	Эксплуатация 15 типов счетчиков, 8 типов УСПД от разных производителей	Невозможность стандартизации, рост операционных затрат на обслуживание, риск отказов при обновлении ПО
Отсутствие полной аналитики энергопотоков	Нет единого контура мониторинга энергопотоков от подстанции до конечного потребителя	Невозможность разделения технических и коммерческих потерь
Отсутствие мониторинга качества электроэнергии	Нет измерения гармоник, несимметрии, фликера, колебаний напряжения	Риск сокращения срока службы оборудования
Слабая интеграция с ERP/АСУ ТП/SCADA	Нет унифицированных интерфейсов (API) для интеграции с ERP/АСУ ТП/SCADA, нет прямого обмена данными	Данные учета не используются для оптимизации графиков движения, управления тяговыми нагрузками
Отсутствие функций интеллектуальных энергосистем	Отсутствие механизмов управления спросом	Невозможность снизить пиковые нагрузки, сократить стоимость энергии
Отсутствие предиктивной аналитики	Нет моделей машинного обучения (Machine Learning, ML-моделей) для предиктивной аналитики (прогнозирование нагрузки, отказов оборудования, качества электроэнергии) на основе исторических данных	Невозможно осуществлять прогнозирование отказов УСПД, измерительных и силовых трансформаторов, счетчиков
Нормативно-техническое несоответствие	Ограниченная поддержка протоколов ГОСТ Р МЭК 61850	Барьеры при создании цифровых двойников и интеграции в экосистему цифровых подстанций

* Источник: таблица составлена авторами по материалам ГОСТ Р МЭК 61850, ГОСТ Р 71331–2024, [4–6, 8–9, 11]

* Source: table is compiled by the authors according to the GOST R IEC 61850, GOST R 71331–2024, [4–6, 8–9, 11]

и ПП-861. Соблюдение данных нормативных актов обеспечивает юридическую достоверность собираемых данных и правомерность их использования в коммерческих расчетах.

Вместе с тем текущая нормативно-техническая база, ориентированная преимущественно на коммерческий учет и базовую передачу данных, характеризуется отсутствием требований к предиктивной аналитике и верификации данных через цифровые двойники. Данный правовой вакуум формирует технологическое отставание отрасли от стандартов ISO и IEC на 5–7 лет, создавая барьер для легитимного внедрения инновационных решений в системах тягового электроснабжения. Переход к современным моделям управления энергоэффективностью требует не только технической модернизации, но и опережающего обновления нормативно-правового поля с учетом международного опыта интеллектуальных энергосистем.

Таким образом, несмотря на достигнутый прогресс в централизации, текущая архитектура АИИС КУЭ остается фрагментированной, что ограничивает видимость энергопотоков, не поддерживает энергоменеджмент и лишена интеллектуальных функций. Это препятствует переходу от пассивного коммерческого учета к активному управлению энергопотоками. На рис. 2

представлена архитектура предлагаемой платформы, состоящей из четырех уровней:

Уровень 1: устройства — интеллектуальные счетчики, приборы контроля качества электроэнергии, поддерживающие протоколы СПОДЭС;

Уровень 2: сбор и передача данных — УСПД, каналы связи (Ethernet, GSM/GPRS, СПД), обеспечивающие надежную доставку данных;

Уровень 3: платформа данных — единое хранилище («озеро данных»), включающее временные ряды (Time-Series Database, InfluxDB), операционные данные (PostgreSQL), файловые хранилища (HDFS, S3);

Уровень 4: прикладные сервисы — аналитика, визуализация, интеграция с ERP/SCADA, цифровые двойники, формирование отчетности по энергопотреблению.

Проектируемая платформа базируется на принципах модульности и горизонтальной масштабируемости, что позволяет модернизировать отдельные компоненты и наращивать парк приборов учета без прерывания технологических процессов. Архитектура обеспечивает высокий уровень информационной безопасности за счет сквозного шифрования, применения электронных цифровых подписей и строгого разграничения прав доступа.

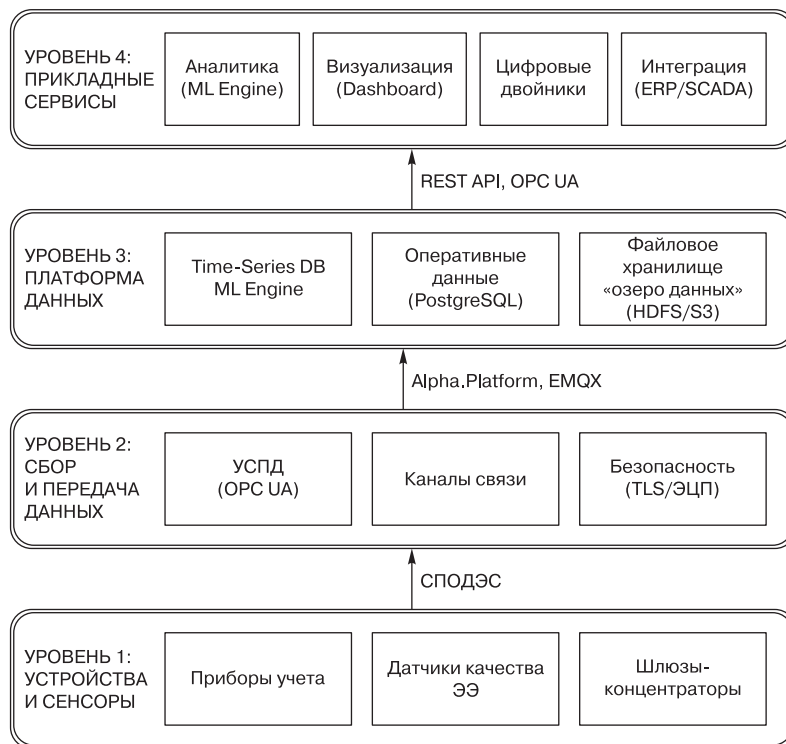


Рис. 2. Предлагаемая целевая архитектура унифицированной иерархической четырехуровневой модели цифровой платформы АИИС КУЭ*

* Источник: данные авторов

Fig. 2. Proposed target architecture of the unified hierarchical four-level model for the AIMS CEM digital platform*

* Source: authors' data

Ключевым отличием от традиционных систем регистрации данных является интеграция встроенных ML-моделей, переводящая учет в предиктивный режим. Система прогнозирует не только объемы энергопотребления, но и потенциальные отказы оборудования, динамику изменения ПКЭ и режимы работы сети. Выявление аномалий обеспечивает раннее предупреждение рисков через цепочку: данные → анализ аномалий → принятие решений → результат.

Ограничения существующей архитектуры обосновывают необходимость модернизации АИИС КУЭ до уровня интеллектуальной цифровой платформы. Переход к такой модели позволяет заменить реактивное поведение на проактивное, обеспечивая эффективное управление энергопотоками в режиме реального времени и повышая общую устойчивость системы.

Обсуждение и заключение. Для преодоления выявленных барьеров необходим переход к унифицированной цифровой платформе, интегрирующей функции учета, глубокой аналитики и адаптивного управления. Основные принципы такой архитектуры представлены в табл. 4. Внедрение предлагаемых решений позволит трансформировать систему учета из вспомогательного технического инструмента в элемент проактивного энергоменеджмента компании.

Таблица 4

Концептуальные основы построения интеллектуальной цифровой платформы АИИС КУЭ*

Table 4

Conceptual foundations for building the intelligent digital platform of the AIMS CEM*

Категория	Содержание
Выявленные проблемы	<ul style="list-style-type: none"> • Разнотипность оборудования • Отсутствие алгоритмов предиктивной аналитики и интеллектуального управления • Изолированность данных от корпоративных систем • Необходимость корректировки устаревших нормативов
Принципы новой архитектуры	<ul style="list-style-type: none"> • Унификация оборудования (через протокол СПОДЭС) • Единое информационное пространство («озеро данных») • Расширенная функциональность: <ul style="list-style-type: none"> – мониторинг качества энергии; – выявление несанкционированного потребления; – прогнозирование нагрузок и отказов оборудования; – совершенствование графиков потребления и передачи электроэнергии • Интеграция с ВИЭ (солнечные станции на вокзалах и др.)

Окончание табл. 4

Категория	Содержание
Ожидаемые результаты	<ul style="list-style-type: none"> • Снижение коммерческих и технических потерь • Автоматизация расчетов и отчетности • Сокращение операционных затрат • Повышение прозрачности и энергоэффективности • Повышение надежности инфраструктуры • Основа для создания цифровых двойников и интеллектуальных энергосистем • Снижение углеродного следа за счет оптимизации генерации

* Источник: [4, 6–8, 11, 13]

* Source: [4, 6–8, 11, 13]

Важно подчеркнуть, что повышение точности измерений не ведет к автоматическому улучшению эксплуатационных показателей без наличия аналитических модулей интерпретации и регламентов реагирования на отклонения. Только интеграция учета с системами управления (АСУ ТП, SCADA) позволяет трансформировать «сырые» данные в инструмент автоматического управления процессами.

Предлагаемая концепция функционирования энергосистемы способна формировать виртуальные источники генерации и гибко управлять спросом. Это позволяет оптимизировать инвестиционную программу за счет эффективного использования существующих мощностей, вместо строительства новых объектов для покрытия пиков нагрузки. Кроме того, предиктивное управление и точное прогнозирование спроса в реальном времени способствуют существенному снижению углеродного следа. Внедрение данной архитектуры превращает АИИС КУЭ из пассивной системы регистрации в активный инструмент управления, что полностью соответствует целям ведомственного проекта «Цифровая энергетика».

Благодарности: авторы выражают благодарность рецензентам за полезные замечания, способствовавшие улучшению статьи.

Acknowledgements: the authors express gratitude to the reviewers for useful comments that contributed to the improvement of the article.

Финансирование: авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Funding: the authors received no financial support for the research, authorship, and publication of this article.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов и не имеют финансовой заинтересованности в представленных материалах и методах.

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest and no financial interests in any material discussed in this article.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Чернышова Л. И. Факторный анализ расхода электроэнергии на тягу поездов // Вестник Алтайской академии экономики и права. 2021. № 11-2. С. 326–330. <https://doi.org/10.17513/vaael.1954>. EDN: <https://elibrary.ru/wptqj>.
- Chernishova L. I. Factor analysis of electric power consumption for training trains. *Bulletin of the Altai Academy of Economics and Law*. 2021;(11-2):326–330. (In Russ.). <https://doi.org/10.17513/vaael.1954>. EDN: <https://elibrary.ru/wptqj>.
2. Черемисин В. Т., Ушаков С. Ю., Истомин С. Г. Контроль нерационального использования электрической энергии на тягу поездов с применением бортовых информационно-измерительных комплексов учета электроэнергии // Известия Транссиба. 2015. № 1 (21). С. 69–74. EDN: <https://elibrary.ru/tuxvfl>.
- Cheremisin V. T., Ushakov S. Yu., Istomin S. G. Controlling the irrational electricity consumption for train traction by the use of information-measuring systems of electricity metering on the rolling stock. *Journal of Transsib Railway Studies*. 2015;(1(21)):69–74. (In Russ.). EDN: <https://elibrary.ru/tuxvfl>.
3. Истомин С. Г., Пестренко А. Е. Оценка составляющих потерь электроэнергии электроподвижным составом и устройствами электроснабжения // Известия Петербургского университета путей сообщения. 2020. Т. 17, № 3. С. 387–396. <https://doi.org/10.20295/1815-588X-2020-3-387-396>. EDN: <https://elibrary.ru/qeewut>.
- Istomin S. G., Pestrenko A. E. Assessment of the electric power loss components by the electric stock and electric power supply facilities. *Proceedings of Petersburg Transport University*. 2020;17(3):387–396. (In Russ.). <https://doi.org/10.20295/1815-588X-2020-3-387-396>. EDN: <https://elibrary.ru/qeewut>.
4. Воротницкий В. Э. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях — часть комплексной задачи обеспечения их эффективного функционирования и развития // Электроэнергия. Передача и распределение. 2025. № 6 (93). С. 12–20. EDN: <https://elibrary.ru/dzppib>.
- Voronitsky V. E. Reduction of energy losses in electric networks as part of the complex task to provide their effective operation and development. *ELECTRIC POWER. Transmission and Distribution*. 2025;(6(93)):12–20. (In Russ.). EDN: <https://elibrary.ru/dzppib>.
5. Франтасов Д. Н., Кудряшова Ю. В., Воронина Е. В. Применение искусственного интеллекта в системе учета потерь электроэнергии // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. 2024. № 3 (51). С. 116–125. <https://doi.org/10.21685/2227-8486-2024-3-10>. EDN: <https://elibrary.ru/pbfevf>.
- Frantsov D. N., Kudryashova Yu. V., Voronina E. V. The use of artificial intelligence in the energy loss metering system. *Models, systems, networks in economics, technology, nature and society*. 2024;(3(51)):116–125. (In Russ.). <https://doi.org/10.21685/2227-8486-2024-3-10>. EDN: <https://elibrary.ru/pbfevf>.
6. Молочков А. А., Тюгашев А. А., Франтасов Д. Н., Кудряшова Ю. В. Модернизация информационно-измерительной системы с использованием нейросетевых технологий для анализа небаланса электроэнергии на Куйбышевской железной дороге // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». 2019. № 1 (61). С. 57–67. EDN: <https://elibrary.ru/mkuaow>.
- Molochkov A. A., Tyugashev A. A., Frantsov D. N., Kudryashova Yu. V. Modernization of information-measurement system with use of neural network technologies for analysis of electricity balance on Kuibyshev Railway. *Vestnik of Samara State Technical University. Technical Sciences Series*. 2019;(1(61)):57–67. (In Russ.). EDN: <https://elibrary.ru/mkuaow>.
7. Каштанов А. Л., Комякова О. О. Оценка перетоков мощности в тяговой сети постоянного тока по данным автоматизированной системы АСМУЭ ФКС // Вестник Воронежского государственного технического университета. 2015. Т. 11, № 3. С. 130–133. EDN: <https://elibrary.ru/tyibhp>.

Kashtanov A. L., Komiakova O. O. Evaluation of power flow in traction network DC according to the automated system of FCC ASMAA. *Bulletin of the Voronezh State Technical University*. 2015;11(3):130–133. (In Russ.). EDN: <https://elibrary.ru/tyibhp>.

8. Каштанов А. Л., Ушаков С. Ю., Черемисин В. Т. Разработка единой автоматизированной системы учета электроэнергии тягового электроснабжения ОАО «РЖД» // Бюллетень результатов научных исследований. 2015. № 1 (14). С. 70–75. EDN: <https://elibrary.ru/tqilcd>.

Kashtanov A. L., Ushakov S. Yu., Cheremisin V. T. Development of unified automated system for electric energy metering for traction electric power supply JSC “Russian Railroads”. *Bulletin of scientific research results*. 2015;(1(14)):70–75. (In Russ.). EDN: <https://elibrary.ru/tqilcd>.

9. Король Ю. Н., Чернов Ю. А. Внедрение единой автоматизированной системы мониторинга и учета электроэнергии на фидерах контактной сети и ЭПС — первый шаг к созданию «интеллектуальной» сети тягового электроснабжения // Известия Транссиба. 2012. № 4 (12). С. 102–110. EDN: <https://elibrary.ru/plshkn>.

Korol Yu. N., Chernov Yu. A. Implementation of the unified automated system and metering on the feeder contact network and EPS — the first step towards “intelligent” networks traction power supply. *Journal of Transsib Railway Studies*. 2012;(4(12)):102–110. (In Russ.). EDN: <https://elibrary.ru/plshkn>.

10. Ховалова Т. В., Жолнерчик С. С. Эффекты внедрения интеллектуальных электроэнергетических сетей // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2018. № 2 (105). С. 92–101. EDN: <https://elibrary.ru/utcgam>.

Hovalova T. V., Zholnerchik S. S. The effects of the introduction of smart grids. *Strategic Decisions and Risk Management*. 2018;(2(105)):92–101. (In Russ.). EDN: <https://elibrary.ru/utcgam>.

11. Хоботова Л. В., Непринцева Е. В., Шубин С. А. Стратегия цифровой трансформации: оценка цифровой зрелости электроэнергетической отрасли России // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2022. Т. 13, № 3. С. 234–244. <https://doi.org/10.17747/2618-947X-2022-3-234-244>. EDN: <https://elibrary.ru/erbhcy>.

Khotobova L. V., Neprintseva E. V., Shubin S. A. Digital transformation strategy: assessment of digital maturity of the Russian electric power industry. *Strategic Decisions and Risk Management*. 2022;13(3):234–244. (In Russ.). <https://doi.org/10.17747/2618-947X-2022-3-234-244>. EDN: <https://elibrary.ru/erbhcy>.

12. Баринов И. А., Нуретдинова Н. А., Смолин П. И., Горшков М. С., Крылов А. А. Исследование перспективности применения накопителей энергии на железнодорожном транспорте // Альтернативная энергетика. Специальный выпуск. 2025. № 2 (17). С. 52–59.

Barinov I. A., Nuretdinova N. A., Smolin P. I., Gorshkov M. S., Krylov A. A. Study of the prospects of energy storage devices application in railway transport. *Alternative energy. Special issue*. 2025;(2(17)):52–59. (In Russ.).

13. Актуализация энергетической стратегии ОАО «Российские железные дороги» на перспективу до 2030 года // Инновации транспорта. 2020. Т. 39, № 1. С. 6–10.

Updating Energy Strategy of JSC “Russian Railways” for the period up to 2030. *Transport Innovations*. 2020;39(1):6–10. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Валентин Сергеевич БАСЫРОВ,

заместитель директора — начальник Центра научно-технических компетенций в области электрификации и электроснабжения железных дорог (ЦНТКЭ),

Научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта (ВНИИЖТ, 129626, Россия, г. Москва, ул. 3-я Мытищинская, д. 10, стр. 1), SPIN-код: 9414-9108, <https://orcid.org/0009-0001-9488-6070>

Александр Борисович КОСАРЕВ,

д-р техн. наук, профессор, научный руководитель института — ученый секретарь, Научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта (ВНИИЖТ, 129626, Россия, г. Москва, ул. 3-я Мытищинская, д. 10, стр. 1), Author ID: 352781, <https://orcid.org/0000-0001-9684-036X>

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Valentin S. BASYROV,

Deputy Director — Head of the Centre of Scientific and Technical Competence in Railway Electrification and Electricity Supply, Railway Research Institute (129626, Moscow, bldg. 1, 10, 3rd Mytishchinskaya St.), SPIN-code: 9414-9108, <https://orcid.org/0009-0001-9488-6070>

Alexander B. KOSAREV,

Dr. Sci. (Eng.), Professor, Scientific Adviser — Scientific Secretary, Railway Research Institute (129626, Moscow, bldg. 1, 10, 3rd Mytishchinskaya St.), Author ID: 352781, <https://orcid.org/0000-0001-9684-036X>

ВКЛАД АВТОРОВ

Валентин Сергеевич БАСЫРОВ. Характеристика и описание функционирования существующей системы. Предложение унифицированной цифровой платформы для устранения архитектурных недостатков (80 %).

Александр Борисович КОСАРЕВ. Формулировка цели и методологии исследования, анализ результатов, выводы (20 %).

CONTRIBUTION OF THE AUTHORS

Valentin S. BASYROV. Characteristics and description of the existing system operation. Proposal of a unified digital platform to address architectural deficiencies (80 %).

Alexander B. KOSAREV. Research methodology and goal formulation, results analysis, conclusions (20 %).

Авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The authors have read and approved the final manuscript.

Статья поступила в редакцию 23.10.2025, рецензия от первого рецензента получена 05.03.2026, рецензия от второго рецензента получена 16.03.2026, рецензия от третьего рецензента получена 18.03.2026, рецензия от четвертого рецензента получена 20.03.2026, принята к публикации 13.04.2026.

The article was submitted 23.10.2025, first review received 05.03.2026, second review received 16.03.2026, third review received 18.03.2026, fourth review received 20.03.2026, accepted for publication 13.04.2026.