

# ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОМ ТРАНСПОРТЕ

**НИКИЩЕНКОВ Сергей Алексеевич**, д-р техн. наук, профессор кафедры «Управление эксплуатационной работой»; e-mail: nikishchenkovs@mail.ru

**КОЗМЕНКОВ Олег Николаевич**, канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение железнодорожного транспорта»; e-mail: kozmenkov@samgups.ru

**САФРОНОВА Ирина Анатольевна**, старший преподаватель кафедры «Электроснабжение железнодорожного транспорта»; e-mail: i.efremova@samgups.ru

Приволжский государственный университет путей сообщения, Самара

В статье рассмотрены различные аспекты эксплуатации трансформаторного оборудования, в том числе на тяговых подстанциях железнодорожного транспорта. Предложена структура автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов, подобраны комплектация и компоненты такой системы для типовой тяговой подстанции железнодорожного транспорта. Разработана усовершенствованная методика расчета экономической эффективности применения автоматизированной системы мониторинга технического состояния масляных трансформаторов на железнодорожном транспорте. Методика учитывает минимально требуемую комплектацию автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния, тип и назначение трансформатора, вероятности недоотпуска электроэнергии и ложных срабатываний, действующую нормативную базу с учетом обслуживания трансформатора по его техническому состоянию. Приведена оценка экономической эффективности применения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов на железнодорожном транспорте на базе индекса технического состояния.

**Ключевые слова:** масляные трансформаторы; остаточный ресурс; предиктивное обслуживание трансформаторов; автоматизированная система; контроль; диагностика технического состояния; рентабельность систем диагностики; срок окупаемости системы диагностики.

DOI: 10.20295/2412-9186-2025-11-02-120-136

## ▼ Введение

Масляные силовые трансформаторы наиболее распространены из-за их простоты и надежности, в том числе для электроснабжения подвижного состава железнодорожного транспорта. Силовые масляные трансформаторы, эксплуатируемые в сложных условиях, требуют особого внимания, своевременного контроля и диагностики. Современные автоматизированные системы мониторинга технического состояния трансформаторов на базе SCADA — управляющей системы с функциями самодиагностирования (Supervisory Control And Data Acquisition — диспетчерское управление и сбор

данных) — являются основным средством при переходе к профилактике неисправностей электрооборудования, обслуживанию его по техническому состоянию, к сокращению расходов на обслуживание и продлению срока его службы. Функция самодиагностирования в SCADA-системах позволяет автоматически опрашивать состояние различных элементов и выявлять потенциальные отказы оборудования до того, как они приведут к аварии.

Современные технологические возможности позволили провести качественный скачок в развитии аппаратных и программных средств диагностики силового электрооборудования.

В технических стратегиях крупных отечественных и зарубежных компаний заложено применение современных автоматизированных систем контроля и диагностики для мониторинга и оценки технического состояния оборудования энергетической инфраструктуры [1].

На железнодорожном транспорте применение современных автоматизированных систем мониторинга обеспечивает практическое управление ресурсами, рисками, надежностью и функциональной безопасностью, позволяет инвестировать в наиболее важные объекты инфраструктуры, внедрять инновации и увеличивать срок службы капиталоемких технических средств. Это одно из перспективных направлений инновационного и инвестиционного развития на железнодорожном транспорте [2].

Современные автоматизированные системы контроля и диагностики масляных силовых трансформаторов осуществляют мониторинг их основных характеристик, диагностику состояния изоляционных свойств материалов основных конструктивных элементов и прогноз технического состояния. При этом достоверная оценка фактического состояния изоляции трансформатора даже современными средствами по-прежнему остается важнейшей и актуальной проблемой, поскольку является производной множества взаимосвязанных переменных в процессе деградации свойств изоляционных материалов. Достоверная оценка фактического состояния изоляции энергетического оборудования имеет особое практическое значение при организации технического обслуживания и ремонта на этапе перехода к обслуживанию по фактическому техническому состоянию от классического планово-предупредительного [3].

Предиктивное обслуживание масляных трансформаторов в большинстве современных автоматизированных систем реализуется на базе интеллектуальной системы управления, которая за счет фиксации предотказных состояний на стадиях их развития, при оперативном вмешательстве эксплуатационного персонала снижает число отказов. Результаты исследований в этой сфере специалистов из других стран

показали, что наиболее эффективным является применение автоматизированной системы мониторинга всего комплекса оборудования подстанции, а не только трансформаторов [4].

Зарубежные исследования в сфере оценки целесообразности применения современных автоматизированных средств контроля и диагностики силового оборудования трансформаторных подстанций заключаются в техническом обосновании необходимости их применения, а выбор конфигурации таких систем должен проводиться на основе технико-экономического обоснования. Техническая оценка эффективности, как правило, всегда интегрирована с оценкой экономической. Известные методики экономической оценки основаны на вычислении разницы между получаемой экономической выгодой от применения систем контроля и диагностики и затрат, понесенных на их покупку, монтаж и эксплуатацию [5].

Существующие методики оценки эффективности применения систем мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования учитывают тип и назначение его в схеме энергосистемы, комплектацию и сложность системы мониторинга, вероятности недоотпуска электроэнергии и ложных срабатываний системы мониторинга, действующую нормативную базу, но не учитывают продолжительность эксплуатации трансформаторного оборудования, количество текущих и капитальных ремонтов предусмотренных нормативно-технической документацией на протяжении всего жизненного цикла и возможность продления срока службы оборудования исходя из его технического состояния [6].

Целью статьи является совершенствование методики расчета экономической эффективности применения автоматизированной системы мониторинга технического состояния масляных трансформаторов на железнодорожном транспорте за счет повышения точности расчета эксплуатационных издержек, учитывающего снижение стоимости обслуживания при переходе от регламентного обслуживания к обслуживанию по фактическому состоянию.

## 1. Автоматизация контроля и диагностики в электроснабжении

Основное оборудование тяговых трансформаторных подстанций железнодорожного транспорта — это высоконадежные устройства, но в процессе эксплуатации происходит регулярное изменение режима его работы и, как следствие, естественная деградация и износ материалов конструкции, что снижает некоторым образом заложенную в них заводом-производителем надежность. Трансформаторы, являющиеся одними из основных элементов системы электроснабжения электрифицированных железных дорог, а особенно силовые масляные трансформаторы, эксплуатируемые в сложных условиях, требуют особого внимания.

Расходы на ремонт и обслуживание трансформаторов одной тяговой подстанции могут составлять сотни тысяч рублей в год, но последствия внезапных аварий могут стоить еще дороже. Своевременное выявление развивающихся дефектов масляных трансформаторов, многие из которых используются уже много лет, является основной задачей при их нынешней эксплуатации. Для этого необходимо применять современные, высокоточные методы контроля и технической диагностики масляных силовых трансформаторов.

Научные исследования в этой сфере направлены на имитационное моделирование и совершенствование методов анализа статистических данных для эффективного обнаружения зарождающихся неисправностей в трансформаторах. Такие инструменты позволяют моделировать тепловые процессы в силовом трансформаторе, а результаты моделирования сравниваются с измеренными значениями, и в соответствии с заданным алгоритмом обнаружения неисправностей выявляются узкие места в конструкции. Если пороговое значение параметра превышено, то отклонение от нормальной работы может быть обнаружено на ранних стадиях. В некоторых случаях могут быть идентифицированы источники возникновения неисправности в конструкции силового трансформатора [7].

В настоящее время задача интеграции цифровых средств измерений и компьютерной

интерпретации полученных с них данных возложена на системы автоматизированного управления трансформаторными подстанциями (АСУ ТП), основой которых являются системы типа SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition — диспетчерское управление и сбор данных). Системы типа SCADA — программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте (мониторинг) или управления им. К основным задачам систем типа SCADA относят сбор данных с датчиков и оборудования, управление технологическими процессами при помощи различных контроллеров, анализ полученных данных и представление информации для принятия управленческих решений.

Системы на базе SCADA позволяют осуществлять сбор информации и оперативное управление процессом в режиме реального времени, корректировать параметры элементов системы и влиять на ее результирующие показатели. Таким образом, современные автоматизированные системы мониторинга технического состояния трансформаторов являются основным средством при переходе к профилактике неисправностей электрооборудования, обслуживанию его по техническому состоянию, к сокращению расходов на обслуживание и продлению срока его службы [8].

Срок службы силовых масляных трансформаторов зависит от технического состояния изоляционной и электромагнитной систем. Электромагнитная система включает в себя обмотки, магнитопровод и систему охлаждения, которые подвержены постепенному износу под воздействием вибраций, тепловых и электромагнитных нагрузок.

Большое значение имеют конструктивные особенности устройства силовых масляных трансформаторов и материалы, используемые в качестве изоляции. Состояние трансформаторного масла, которое используется в качестве изоляционного материала, оказывает существенное влияние на работоспособность трансформатора, но при своевременной диагностике его изоляционные свойства могут быть восстановлены.

Конструктивные элементы трансформатора, выполненные на основе бумажной изоляции, восстанавливать сложно и дорого. Увлажнение бумажной изоляции может быть устранено в процессе ее сушки, но механические свойства восстановить невозможно. Поэтому срок службы таких трансформаторов в большей степени определяется сроком службы бумажной изоляции.

Системы на базе SCADA позволяют осуществлять контроль и диагностику состояния электромагнитной системы, масла и конструктивных элементов трансформаторов на основе бумажной изоляции, но насколько это обосновано с экономической точки зрения? Считается, что применение любой технической системы следует рассматривать как инвестиционный проект, а целесообразность применения цифровых автоматизированных систем диагностики технического состояния масляных трансформаторов определяется расчетом эффективности инвестиций. Все современные методики расчета эффективности инвестиционных проектов опираются на дисконтированный срок окупаемости, который является определяющим в принятии решения о применении того или иного технического новшества.

Целесообразность автоматизированного мониторинга и диагностики для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов, а также эксплуатируемых более срока службы, заявленного производителем, является весьма актуальной.

Расчет дисконтированного срока окупаемости может охарактеризовать эффективность применения подобных систем. Для определения дисконтированного дохода от применения автоматизированной системы контроля и диагностики масляных трансформаторов необходимо определить себестоимость такой системы, эксплуатационные издержки и экономию от ее применения [9].

Под расчетной стоимостью автоматизированных систем мониторинга и диагностики понимается стоимость типового комплекта и оптимального (минимально необходимого) количества современных цифровых измерительных устройств, кроме этого, учитываются затраты на адаптацию существующих

программных решений под конкретный объект на базе SCADA. Системы типа SCADA применяются для управления процессами на тяговых подстанциях железнодорожного транспорта и кроме мониторинга и диагностики позволяют обеспечить централизацию процесса управления несколькими тяговыми подстанциями.

На подавляющем большинстве тяговых подстанций железнодорожного транспорта эксплуатируются силовые и тяговые масляные трансформаторы. Существующие на железнодорожном транспорте инструменты позволяют получать данные о их наработке, неисправностях. Комплектность оборудования большинства тяговых подстанций значительно не меняется, а это дает возможность для достоверной и объективной оценки экономической эффективности применения автоматизированных систем мониторинга и диагностики используемых там трансформаторов.

Требуемая для контроля и диагностики технического состояния масляных трансформаторов железнодорожного транспорта комплектация автоматизированной системы мониторинга технического состояния на базе SCADA включает в себя три уровня, которые объединяют в себе программную и техническую часть: информационный, технический и программный (рис. 1).

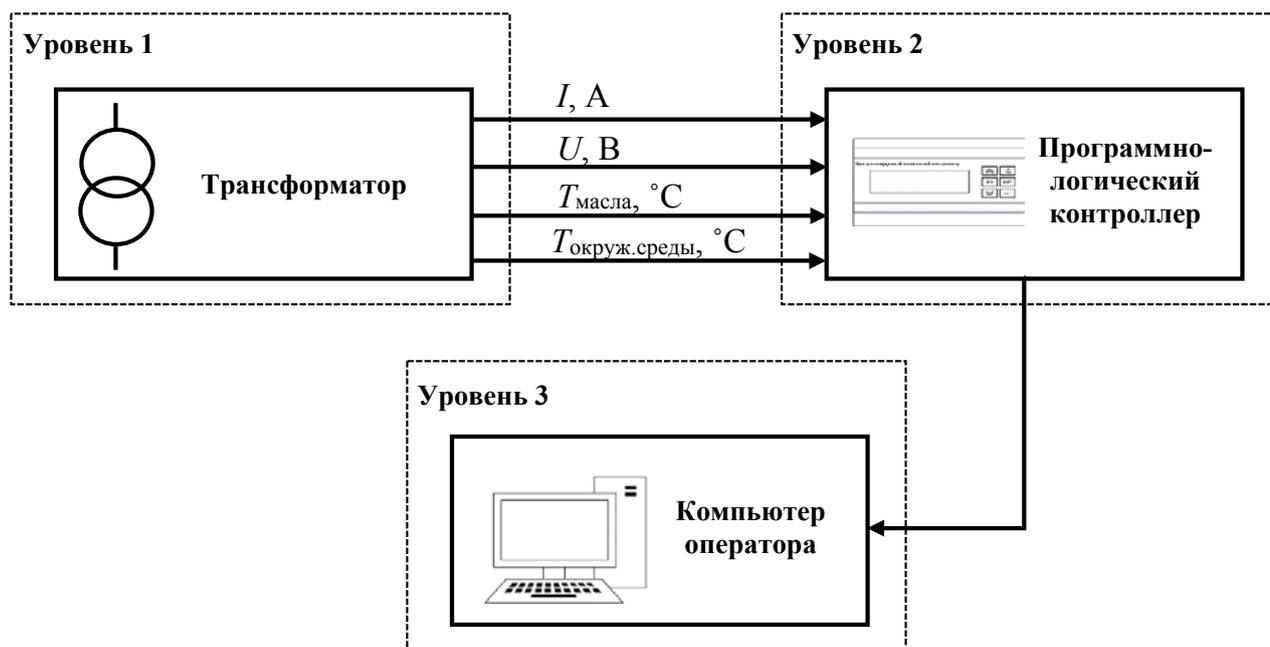
На первом уровне обеспечивается автоматизированный сбор первичной информации для последующей диагностики технического состояния трансформатора.

Второй уровень — технический, на нем происходит обработка первичных данных, поступающих с датчиков.

Третий уровень — это программный уровень, на котором возможна комплексная оценка технического состояния трансформаторов [10].

Автоматизированная система мониторинга технического состояния трансформатора состоит из блока питания, программируемой панели оператора, программируемого логического контроллера, электроизмерительного модуля, компьютера и датчиков 1-го уровня.

В качестве датчиков могут использоваться трансформаторы тока с разъемным



**Рис. 1.** Структурная схема автоматизированной системы контроля и диагностики технического состояния трансформатора на базе SCADA

сердечником, датчики переменного напряжения, датчики температуры жидких и сыпучих сред, промышленные датчики влажности и температуры воздуха.

Алгоритмы взаимодействия информационных потоков и расчетные математические модели с глубокой обработкой первоначальной информации реализованы в виде программного обеспечения. Таким образом, цифровая система на базе контроллеров и датчиков позволяет получить адекватную модель функционирования каждого трансформатора и прогноз срока его службы с высокой вероятностью, а кроме этого, определить остаточный ресурс [11].

Существует широкий спектр инструментов для анализа больших данных, получаемых в процессе мониторинга и диагностики, каждый из которых имеет свои уникальные функции, возможности и недостатки. Наиболее перспективным считается применение нейронного моделирования и искусственного интеллекта.

Надо отметить, что, несмотря на высокую точность применяемых инструментов, применение нейронного моделирования или искусственного интеллекта для прогноза срока службы и расчета остаточного ресурса имеет

свои ограничения — это несовершенство алгоритмов машинного обучения, низкая достоверность исходных данных и обучение на малой выборке. При этом алгоритмы машинного обучения должны предусматривать использование данных о параметрах и неисправностях смежных устройств, поскольку, например, неисправность датчика масла может вызвать серьезные повреждения в трансформаторе, и в этом случае такую неисправность следует идентифицировать смежными методами [12].

Несмотря на наличие многочисленных инструментов для анализа больших данных, каждая из этих технологий имеет свои ограничения и недостатки, которые необходимо учитывать при выборе решения для конкретных задач.

Программное обеспечение и алгоритмы, заложенные в нем, играют ключевое значение в адекватности работы системы, поэтому требуется его адаптация под конкретный комплект электроэнергетического оборудования тяговой подстанции. Трудоемкость адаптации и доработки программного обеспечения может определяться либо по нормативам, либо по экспертным оценкам, то есть на основании опытно-статистических данных специалистов-программистов. Расчет должен учитывать

ключевые факторы, влияющие на сложность создания цифровых аналогов трансформаторных подстанций. Это возможно по итогам проведения детального анализа факторов, влияющих на сложность и трудоемкость работ [13].

## 2. Оценка эффективности применения системы мониторинга технического состояния силового масляного трансформатора

Оценивать экономическую эффективность применения инновационных технологий и систем принято на базе системной оценки эффективности технологических инноваций. Комплексная оценка эффективности инновационной технологии, включающая показатели сравнительной экономической эффективности и показатели эффективности инвестиций, должна учитывать различные факторы. Данный подход может быть использован для оценки нового оборудования, новой информационной технологии, новой автоматизированной системы управления и т. п. Принято оценивать эффективность внедрения инноваций на базе моделей оценки эффективности и системы индексов оценки эффективности инноваций. Чаще всего используют методы корреляции, дефлятор, метод факторного анализа и другие известные экономико-математические методы [14, 15].

Существуют и другие методы оценки показателей экономической эффективности разработки и применения автоматизированных и информационных систем, в которых расчетная модель основана на использовании статистических данных предыдущего опыта разработки информационных систем того же класса. Модель подразумевает корректировку базовых значений показателей для получения прогнозных значений показателей с учетом уровня функциональности, масштаба использования технологий искусственного интеллекта в программных продуктах и других факторов [16].

Каждая методика имеет свои особенности, сильные и слабые стороны и может использоваться в сочетании с другими методами анализа. Выбор методики оценки зависит от специфики решаемых задач, универсальной методики для проведения инвестиционного анализа на данный момент не существует, это

связано с огромным разнообразием решаемых проблем и со стремительными темпами цифровизации [17, 18].

Известна методика, согласно которой суммарные дисконтированные затраты  $Z(t)$ , представляющие собой сумму капитальных вложений и издержек за весь срок службы трансформатора, в соответствии с [6] определяются следующим образом:

$$Z(t) = K_{\text{ТР}} + \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (I_t + Y_t)(1 + E_{\text{н.п.}})^{1-t}, \quad (1)$$

где  $K_{\text{ТР}}$  — капитальные затраты на покупку и монтаж трансформатора;

$I_t$  — эксплуатационные затраты в год  $t$ ;

$Y_t$  — математическое ожидание ущерба в год  $t$ ;

$E_{\text{н.п.}}$  — норма дисконта;

$t$  — годы эксплуатации трансформатора;

$T_{\text{расч}}$  — срок службы трансформатора.

Для большинства трансформаторов в расчетах эффекта необходимо учитывать недополученный доход от реализации электроэнергии, который с учетом дисконтирования определяется как:

$$D(t) = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (P_{\text{max}} \cdot \Pi \cdot \omega_0 \cdot T_{\text{в}}) a^{1-t}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{max}}$  — максимальная активная мощность, передаваемая через трансформатор;

$\Pi$  — тариф на электроэнергию;

$\omega_0$  — параметр потока отказов, 1/год;

$T_{\text{в}}$  — среднее время восстановления, ч;

$a = 1 + E_{\text{н.п.}}$ .

Суммарный экономический эффект  $E(t)$  от применения системы мониторинга технического состояния силового масляного трансформатора будет определяться:

$$E(t) = Z(t) + D(t) - Z^{(t)} - D^{(t)}, \quad (3)$$

где  $Z(t)$  — суммарные дисконтированные затраты;

$D(t)$  — недополученный доход;

$Z^{(t)}$  — суммарные дисконтированные затраты при использовании системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора;

$D^{(t)}$  — недополученный доход при использовании системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора.

При использовании автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора к капитальным затратам следует добавить стоимость самой системы.

Суммарные дисконтированные затраты при использовании автоматизированной системы мониторинга технического состояния силового масляного трансформатора определяются как:

$$\begin{aligned}
 Z^{(t)} = & K_{\text{ТР}} + K_{\text{СМ}} + \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (\Delta I_t + I_{\text{обТР}} K_{\text{ТР}} \times \\
 & \times \left( 1 - \text{ПВД}_{\text{СМ}} \frac{k_{\text{об}} [\%]}{100} \right) + (I_{\text{обСМ}} + I_{\text{ремСМ}}) \times \\
 & \times K_{\text{СМ}} + I_{\text{ремТР}} (1 - \text{ПВД}_{\text{СМ}} \left( \frac{k_{\text{СМП}} [\%]}{100} \right)) \times \\
 & \times \left( \frac{k_{\text{рем}} [\%]}{100} \right) K_{\text{ТР}} + P_{\text{max}} \cdot u \times \\
 & \times \omega_0 (1 - \text{ПВД}_{\text{СМ}} (k_{\text{СМП}} [\%] / 100) T_{\text{В}}) a^{1-t}, \quad (4)
 \end{aligned}$$

где  $K_{\text{СМ}}$  — капитальные вложения в автоматизированную систему мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора;

$\Delta I_t$  — затраты на возмещение потерь электроэнергии;

$I_{\text{обТР}}, I_{\text{обСМ}}$  — затраты на обслуживание трансформатора и системы мониторинга и диагностики в год;

$\text{ПВД}_{\text{СМ}}$  — показатель выявляемости дефектов конкретной системы мониторинга и диагностики технического состояния;

$k_{\text{об}} [\%]$  — процент снижения стоимости обслуживания за счет перехода от регламентного обслуживания к обслуживанию по фактическому состоянию при применении автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора;

$I_{\text{ремСМ}}, I_{\text{ремТР}}$  — затраты на ремонт трансформатора и автоматизированной системы мониторинга и диагностики в год;

$k_{\text{СМП}} [\%]$  — коэффициент полноты контроля состояния трансформатора конкретной автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора;

$k_{\text{рем}} [\%]$  — процент снижения стоимости ремонтов за счет раннего выявления неисправностей;

$u$  — удельная стоимость компенсации ущерба от аварий, руб/кВт · ч;

$T_{\text{В}}$  — среднее время восстановления, час;

$t$  — время с момента установки автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния силового масляного трансформатора (в годах).

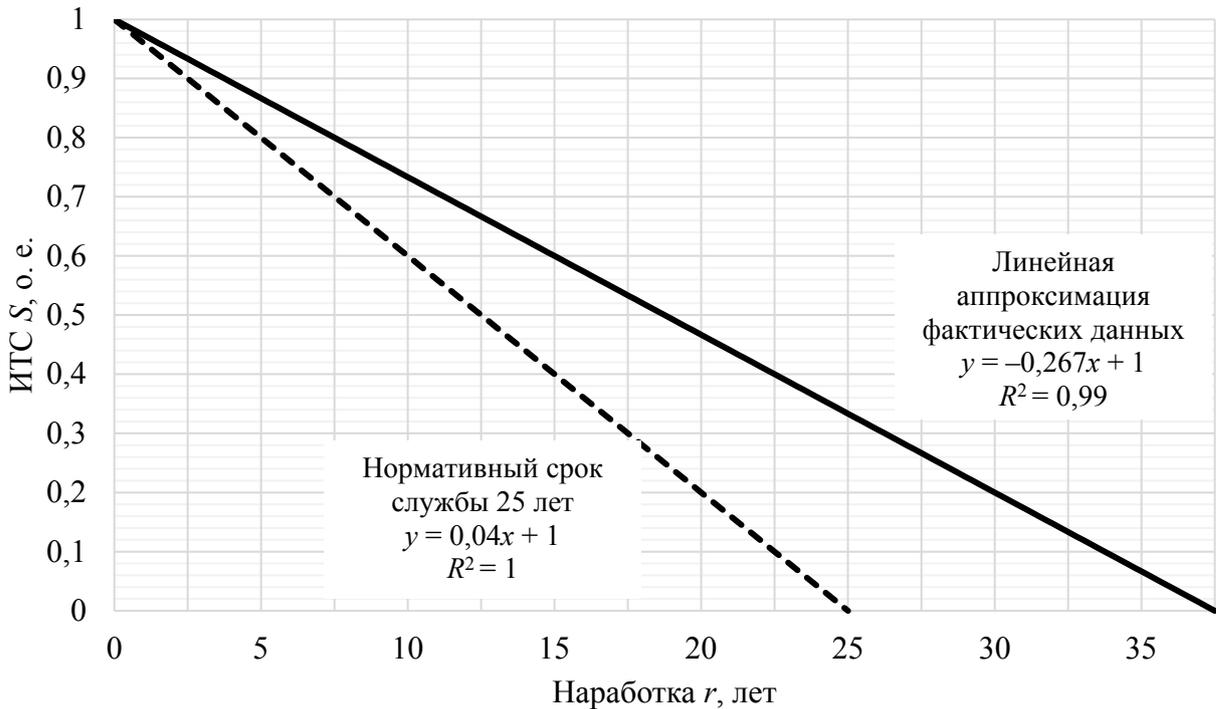
Недополученный доход при использовании автоматизированной системы мониторинга технического состояния силового масляного трансформатора аналогично (2):

$$\begin{aligned}
 D^{(t)} = & \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} \times \\
 & \times \left( P_{\text{max}} \Pi \left( \omega_0 \left( 1 - \text{ПВД}_{\text{СМ}} \frac{K_{\text{СМП}} [\%]}{100} \right) T_{\text{В}} + \omega_{\text{лр}} T_{\text{лр}} \right) \right) \times \\
 & \times a^{1-t}, \quad (5)
 \end{aligned}$$

где  $\omega_{\text{лр}}$  — математическое ожидание потока отказов, связанное с выводом трансформатора из работы из-за ложного срабатывания автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора, 1/год;

$T_{\text{лр}}$  — среднее время анализа ситуации при выводе трансформатора из работы из-за ложного срабатывания автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора, ч;

Одним из ключевых параметров в методике [6], который оказывает влияние на экономическую эффективность, является процент снижения стоимости обслуживания за счет перехода от регламентного обслуживания к обслуживанию по фактическому состоянию при применении автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора —  $k_{\text{об}} [\%]$ .



**Рис. 2.** Изменение ИТС во времени для силового трансформатора ТМН — 6300/110/10

Для совершенствования методики расчета экономической эффективности применения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов предлагается применить другой подход к расчету коэффициента снижения стоимости обслуживания за счет перехода от регламентного обслуживания к обслуживанию по фактическому состоянию.

Известна методика расчета предельного срока эксплуатации масляного трансформатора, которая базируется на изменении индекса технического состояния (ИТС) во времени. ИТС — безразмерная числовая величина, нормируемая к 1 (0 — наихудшее состояние, 1 — наилучшее), характеризующая техническое состояние единицы трансформаторного оборудования. Методика позволяет прогнозировать срок эксплуатации трансформатора с высокой точностью ( $R^2 = 0,99$ ) в зависимости значений ИТС  $S$ , о. е. от наработки  $r$ , лет (рис. 2).

Изменение индекса технического состояния трансформатора отражает необходимость проведения ремонта или обслуживания и может быть величиной, характеризующей снижение стоимости обслуживания за счет перехода от регламентного обслуживания

к обслуживанию по фактическому состоянию, так как применение автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов позволяет управлять этим процессом [19].

Тогда формула расчета суммарных дисконтированных затрат при использовании автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора примет вид:

$$\begin{aligned}
 Z^{(t)} = & K_{\text{ТР}} + K_{\text{СМ}} + \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (\Delta I_t + I_{\text{обТР}} \cdot K_{\text{ТР}} \times \\
 & \times (1 - \text{ПВД}_{\text{СМ}} \cdot \text{ИТС } S) + (I_{\text{обСМ}} + I_{\text{ремСМ}}) \times \\
 & \times K_{\text{СМ}} + I_{\text{ремТР}} (1 - \text{ПВД}_{\text{СМ}} \left( \frac{k_{\text{СМП}} [\%]}{100} \right)) \times \\
 & \times \left( \frac{k_{\text{рем}} [\%]}{100} \right) K_{\text{ТР}} + P_{\text{max}} \cdot u \times \\
 & \times \omega_0 (1 - \text{ПВД}_{\text{СМ}} (k_{\text{СМП}} [\%] / 100) T_B) a^{1-t}, \quad (6)
 \end{aligned}$$

где ИТС  $S$  — изменение индекса технического состояния трансформатора от наработки.

Применение изменения индекса технического состояния трансформатора от наработки позволяет повысить точность расчета за счет

перехода от относительного показателя к абсолютному. Значение ИТС рассчитывается как взвешенная сумма оценок критериев состояния:

$$\text{ИТС}^э = \frac{\sum_i (P_i \cdot \text{ИТС}_i)}{\sum_i P_i}, \quad (7)$$

где  $\text{ИТС}_i$  — индекс технического состояния  $i$ -ой единицы основного технологического оборудования в оцениваемой группе;

$P_i$  — характерный виду основного технологического оборудования показатель приведения, принимаемый для силовых трансформаторов — номинальная полная электрическая мощность.

Для оценки экономической эффективности применения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов на железнодорожном транспорте выполнен расчет суммарных дисконтированных затрат по вышеизложенной методике.

Примерный расчет включает расчет денежных средств на адаптацию и доработку программного обеспечения, который производился исходя из затрат времени и средней заработной платы программиста и схемотехника, согласно данным Федеральной службы государственной статистики на I квартал 2025 года.

Суммарная стоимость оборудования автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов определялась исходя из цен, указанных на сайте производителя необходимых компонентов для тяговой подстанции железнодорожного транспорта, чтобы можно было осуществлять обслуживание и ремонт по техническому состоянию (трансформаторы тока, датчик переменного напряжения, датчик температуры, датчик влажности и температуры воздуха, блок питания, программируемая панель оператора, логический контроллер программируемый, модуль электроизмерительный, персональный компьютер, расходные материалы), а стоимость разработки проекта, монтажных и пусконаладочных работ определена приблизительно, согласно федеральным единичным расценкам на 2025 год.

Необходимо отметить, что на общую стоимость внедрения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов на подстанции влияют количество распределительных устройств, их номинальное напряжение, мощность, а также количество масляных трансформаторов.

Расчет стоимости внедрения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов выполнен примерно, для примерного случая, с примерным набором аппаратуры на одну тяговую подстанцию железнодорожного транспорта в ценах на I квартал 2025 года и представлен в табл. 1.

При расчете себестоимости автоматизированной системы мониторинга и диагностики учитывались расходы на программное обеспечение и на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР). Нельзя забывать, что трансформаторы эксплуатируются в различных условиях, а значит НИОКР должно включать в себя адаптацию алгоритмов и математических моделей, интегрирующих в себе все необходимые информационные потоки, в том числе учитывающие условия их эксплуатации. Представленные ниже расчеты производились для тяговой подстанции железнодорожного транспорта.

В проводимых расчетах учитывалось, что техническое обслуживание и ремонт трансформаторов проводятся в соответствии с нормами действующих документов [20–22].

Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (ПТЭЭПЭЭ), техническое обслуживание масляных трансформаторов включает в себя следующие виды работ:

- 1) технический осмотр;
- 2) текущий ремонт;
- 3) капитальный ремонт.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) п. 2.1.34, визуальный осмотр трансформаторов без их отключения должен производиться в следующие сроки:

— главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала — 1 раз в сутки;

**Таблица 1. Результаты расчета стоимости внедрения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов на одну тяговую подстанцию железнодорожного транспорта**

№ п/п	Оборудование	Стоимость 1 ед., руб.	Количество, шт.	Общая стоимость, руб.
1	Трансформатор тока (с разъемным сердечником) ТТС-SCT-0011	11 600,00	9	104 400,00
2	Датчик переменного напряжения (ПИН-400-У-4/20-П)	27 400,00	9	246 600,00
3	Датчик температуры (Т.П/п-420-DIN)	21 660,00	1	21 660,00
4	Датчик влажности и температуры воздуха (ПВТ 100)	20 100,00	1	20 100,00
5	Блок питания (БП30Б-ДЗ-24)	8993,00	1	8993,00
6	Программируемая панель оператора СПК 110	73 600,00	1	73 600,00
7	Логический контроллер программируемый (ПЛК 323-20.03.01-ТЛ)	46 883,00	1	46 883,00
8	Модуль электроизмерительный (МЭ 110-220.3М)	16 268,00	1	16 268,00
9	Компьютер промышленный	302 118,00	1	302 118,00
10	Адаптация и доработка программного обеспечения	230 000,00	—	230 000,00
11	Подготовка проекта	165 000,00	на 1 тяговую подстанцию	165 000,00
12	Монтажные и пусконаладочные работы	876 000,00	на 1 тяговую подстанцию	876 000,00
13	Расходные материалы	185 000,00	—	185 000,00
<b>ИТОГО</b>				<b>2 296 622,00</b>

— остальных трансформаторов электроустановок с постоянным и без постоянного дежурства персонала — 1 раз в месяц;

— на трансформаторных подстанциях — не реже 1 раза в месяц.

В зависимости от местных условий и технического состояния трансформаторов указанные сроки могут быть изменены ответственным за электрохозяйство.

Внеочередные осмотры трансформаторов производятся:

— после неблагоприятных погодных воздействий (гроза, резкое изменение температуры, сильный ветер и др.);

— при работе газовой защиты на сигнал, а также при отключении трансформатора газовой или (и) дифференциальной защитами.

Согласно ПУЭ п. 2.1.35 текущие ремонты трансформаторов производятся по мере необходимости. Периодичность текущих ремонтов устанавливает технический руководитель предприятия.

Стоимость текущего ремонта может включать в себя затраты на диагностику, профилактический ремонт с поднятием или без поднятия активной части, а также ремонтные материалы и уплотнительные элементы.

**Таблица 2. Средняя стоимость текущего ремонта масляных трансформаторов тяговых подстанций железнодорожного транспорта, по данным РТС-Тендер за I квартал 2025 года [23]**

Сметная стоимость, тыс. руб.		
Трансформаторы 110 кВ мощностью 10 000–40 000 кВА	Трансформаторы 6–35 кВ мощностью 63–4000 кВА	Трансформаторы 3,3 кВ мощностью 6200–12 000 кВА
925,0	135,2	243,7

Стоимость проведения данных работ закладывается в план планово-предупредительных ремонтов (ППР). Средняя стоимость типового текущего ремонта для масляных трансформаторов различной мощности, применяемых на тяговых подстанциях железнодорожного транспорта, определялась исходя из информации о закупках с официального сайта РТС-Тендер (табл. 2).

Согласно ПУЭ п. 2.1.36 капитальные ремонты (планово-предупредительные — по типовой номенклатуре работ) должны проводиться для трансформаторов 110 кВ и выше мощностью 125 МВА и более — не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию

**Таблица 3. Средняя стоимость капитального ремонта масляных трансформаторов подстанций по ценам I квартала 2025 года [24]**

Сметная стоимость, тыс. руб.		
Трансформаторы 110 кВ мощностью 10 000–40 000 кВА	Трансформаторы 6–35 кВ мощностью 63–4000 кВА	Трансформаторы 3,3 кВ мощностью 6200–12 000 кВА
6729,3	4591,3	3457,6

с учетом результатов диагностического контроля, в дальнейшем — по мере необходимости, а для остальных трансформаторов — в зависимости от их состояния и результатов диагностического контроля.

Капитальный ремонт масляных трансформаторов может производиться с демонтажем активной части или без демонтажа. В зависимости от сложности капитального ремонта его стоимость может меняться, в расчетах взята средняя стоимость капитального ремонта масляного трансформатора. Основное влияние на стоимость капитального ремонта оказывает значение первичного напряжения и мощность трансформатора: чем больше мощность, тем выше стоимость обслуживания. Самыми дорогостоящими операциями являются ремонт активной части, замена обмоток и ремонт магнитной системы.

В табл. 3 приведена средняя стоимость капитального ремонта масляных трансформаторов различной мощности. Расчет выполнен в соответствии со сметой на такие работы базисно — индексным методом в текущем (базисном) уровне цен на I квартал 2025 г.

Согласно ПУЭ п. 2.1.37 внеочередные ремонты трансформаторов должны выполняться, если дефект в каком-либо их элементе может привести к отказу. Решение о выводе трансформатора в ремонт принимают руководитель предприятия или ответственный за электрохозяйство.

Экономия от применения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора получается за счет снижения расходов на обслуживание, снижения количества текущих и капитальных ремонтов.

Для достижения поставленной в исследовании цели произведен расчет стоимости текущего и капитального ремонтов для масляных трансформаторов различной мощности, с близким значением индекса технического состояния за весь срок службы, предусмотренный заводом-производителем.

На рис. 3 представлено графическое сравнение стоимости ремонтов масляных трансформаторов за весь жизненный цикл (срок эксплуатации, заявленный заводом-изготовителем):

- 110 кВ мощностью 10 000–40 000 кВА;
- 6–35 кВ мощностью 63–4000 кВА;
- 3,3 кВ мощностью 6200–12 000 кВА.

В расчете рассматривался ремонт трансформаторов по регламенту и по их реальному техническому состоянию.

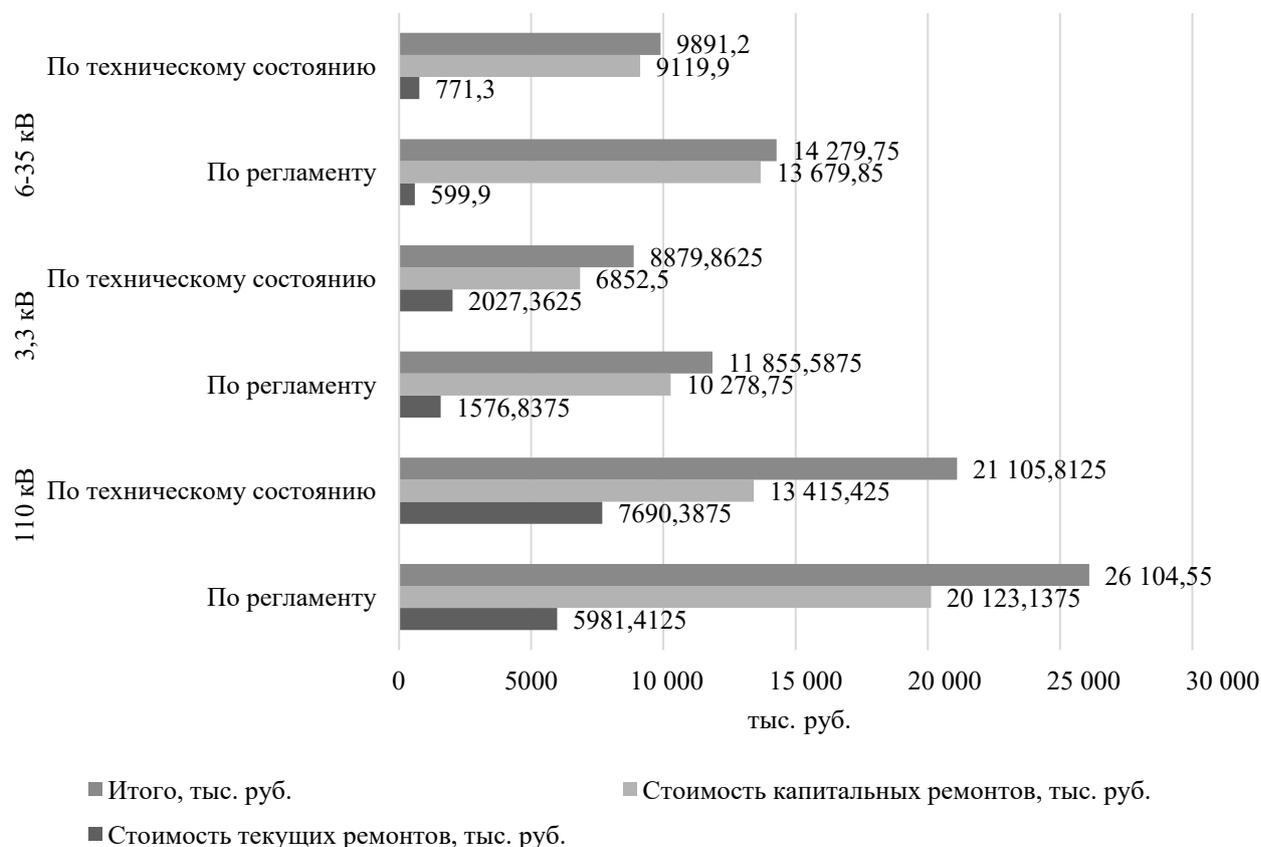
Анализ показал, что стоимость ремонта трансформатора исходя из его технического состояния, например напряжением 110 кВ мощностью 10 000–40 000 кВА, меньше, чем по регламенту, на 15–25 %, а это в среднем 5000 тыс. руб. Экономия на ремонте и на протяжении всего жизненного цикла трансформатора может составить до 80 000 тыс. руб.

На примере трансформаторов 6–35 кВ мощностью 63–4000 кВА сокращение расходов на ремонт может составить до 3500 тыс. руб., или примерно на 30 % меньше, чем по регламенту. На протяжении всего жизненного цикла экономия может составить до 50 000 тыс. руб.

На примере трансформаторов 3,3 кВ мощностью 6200–12 000 кВА экономия средств на ремонт может составить около 2500 тыс. руб., или на 25 % меньше, чем по регламенту, на протяжении всего жизненного цикла экономия может составить около 35 000 тыс. руб.

С учетом того, что автоматизированные системы мониторинга и диагностики технического состояния трансформаторов применяют, как правило, для комплекса устройств, рассчитаем экономическую целесообразность применения такой системы на примере типовой тяговой подстанции железнодорожного транспорта (табл. 4).

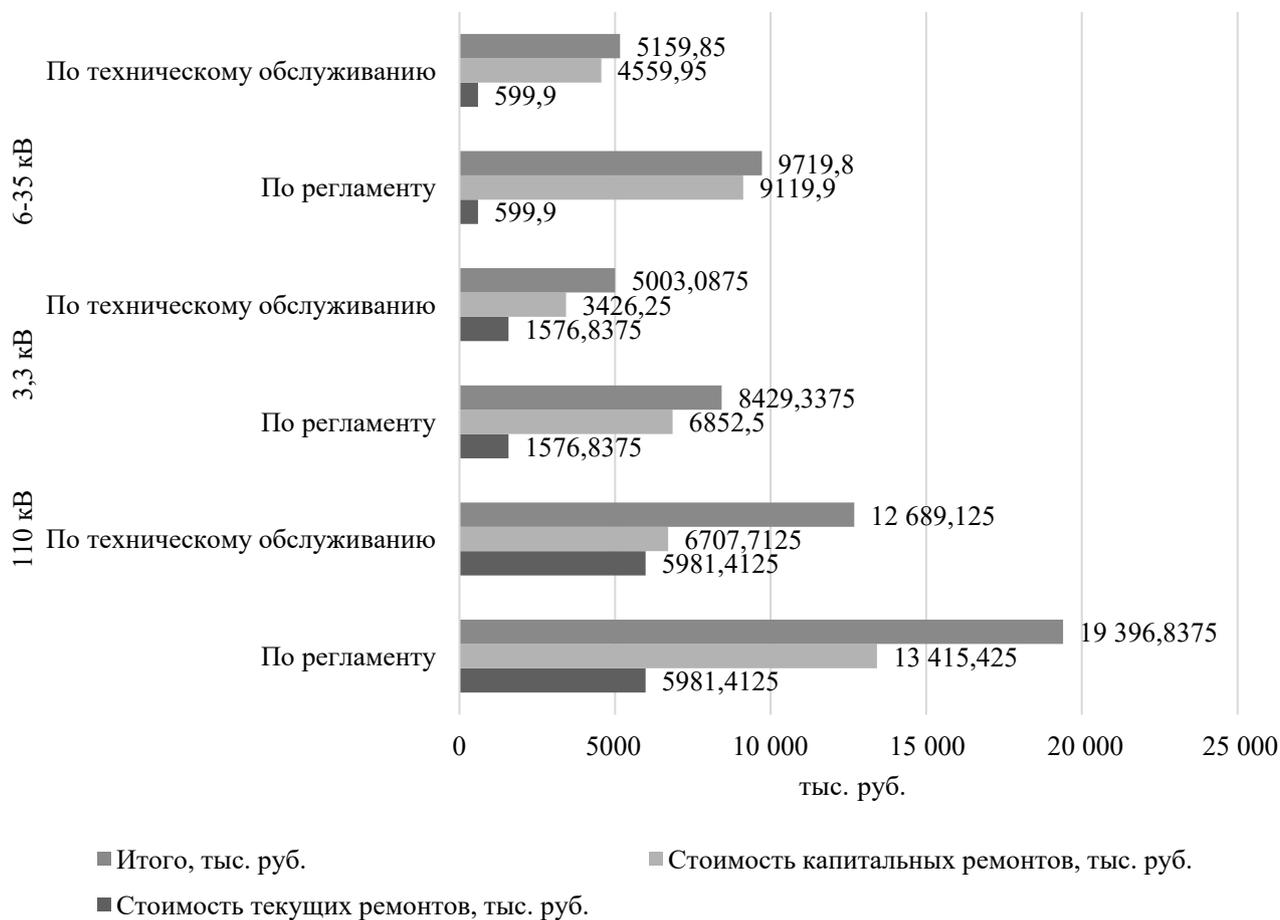
Экономия денежных средств при использовании системы автоматизированного мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов на типовой



**Рис. 3.** Сравнение стоимости ремонтов трансформаторов напряжением 110, 35, 10 и 3,3 кВ различных мощностей по регламенту и по техническому состоянию

**Таблица 4. Результаты расчета и сравнения затрат на ремонт масляных трансформаторов типовой тяговой подстанции на протяжении всего жизненного цикла по регламенту и по техническому состоянию**

Наименование операции	Количество трансформаторов, шт.	Затраты, тыс. руб.	Затраты, % от общей стоимости ремонтов на протяжении всего жизненного цикла
<b>Ремонт трансформаторов тяговой подстанции по регламенту</b>			
Текущий ремонт трансформаторов 110 кВ	2	15 507,5	8,98
Капитальный ремонт трансформаторов 110 кВ		52 226,1	30,25
Текущий ремонт трансформаторов 3,3 кВ	2	4092,3	2,37
Капитальный ремонт трансформаторов 3,3 кВ		26 677,5	15,45
Текущий ремонт трансформаторов 6–35 кВ,	4	3114,5	1,80
Капитальный ремонт трансформаторов 6–35 кВ		71 008,9	41,13
<b>ИТОГО</b>	<b>8</b>	<b>172 626,8</b>	<b>100</b>
<b>Ремонт трансформаторов тяговой подстанции по техническому состоянию</b>			
Текущий ремонт трансформаторов 110 кВ	2	19 958,6	15,46
Капитальный ремонт трансформаторов 110 кВ		34 810,8	26,96
Текущий ремонт трансформаторов 3,3 кВ	2	5255,7	4,07
Капитальный ремонт трансформаторов 3,3 кВ,		17 778,5	13,77
Текущий ремонт трансформаторов 6–35 кВ	4	3990,4	3,09
Капитальный ремонт трансформаторов 6–35 кВ		47 333,7	36,66
<b>ИТОГО</b>	<b>8</b>	<b>129 127,7</b>	<b>100</b>



**Рис. 4.** Сравнение стоимости ремонтов трансформаторов напряжением 110, 35, 10 и 3,3 кВ различных мощностей со сроком эксплуатации до 30 лет по регламенту и по техническому состоянию

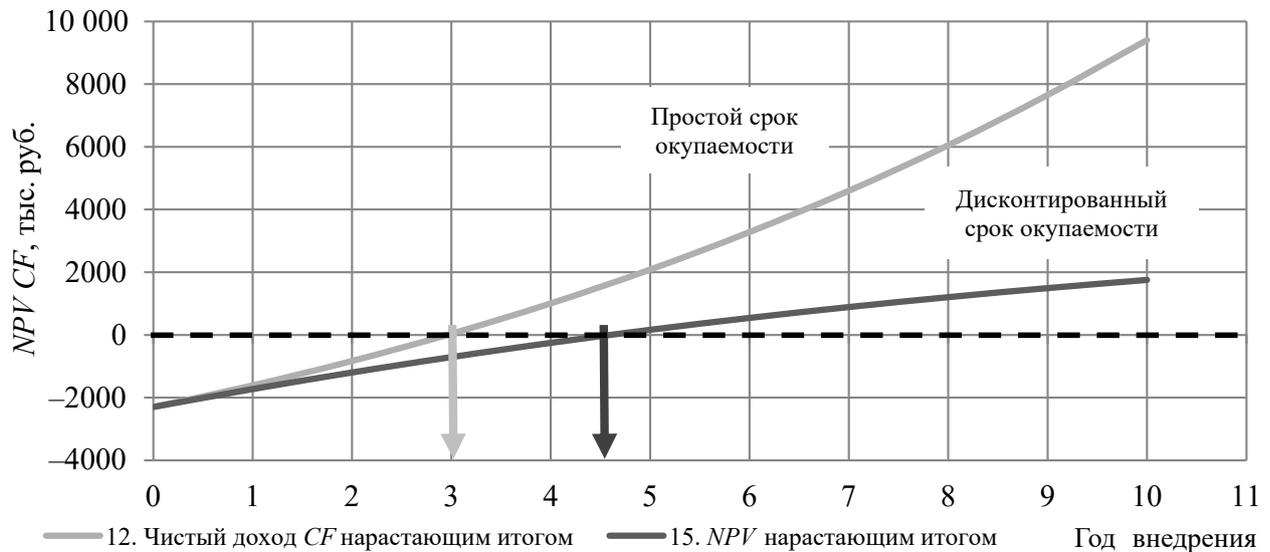
тяговой подстанции железнодорожного транспорта достигается увеличением расходов на своевременный текущий ремонт и сокращением на капитальный. Согласно расчетам, снижение эксплуатационных расходов в среднем составит около 25 % исходя из общей стоимости ремонтов на протяжении всего жизненного цикла трансформаторов.

Расчеты показали, что применение системы автоматизированного мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов позволяет снизить затраты на ремонт и продлить их срок службы при условии применения мониторинга и диагностики с момента ввода в эксплуатацию самой подстанции и нуждающегося в контроле оборудования. Таким образом, целесообразность автоматизированного мониторинга и диагностики для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов с точки зрения эффективности

инвестиций подтверждена. Результаты расчетов не исключают возможность применения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния для трансформаторов, которые уже находятся какое-то время в эксплуатации, но значительная погрешность в прогнозах остаточного ресурса (из-за отсутствия данных о существующем техническом состоянии трансформатора) снижает достоверность расчетов.

Рассмотрим целесообразность применения автоматизированных систем мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов, находящихся в эксплуатации до 30 лет, т. е.  $ИТС_i$  — индекс технического состояния меньше 1 (0,7–0,8).

В рамках исследования был проведен расчет стоимости ремонтов для масляных трансформаторов тяговой подстанции со сроком эксплуатации до 30 лет. Сравнение стоимости



**Рис. 5.** График изменения показателей чистого и дисконтированного доходов по годам и определение срока окупаемости системы автоматизированного контроля и диагностики технического состояния масляных трансформаторов на примере типовой подстанции, где  $NPV$  — чистая приведенная стоимость,  $CF$  — денежные поступления (или расходы) в момент времени

ремонт трансформаторов напряжением 110, 35, 10 и 3,3 кВ различных мощностей со сроком эксплуатации до 30 лет по регламенту и по техническому состоянию представлено на рис. 4.

Выяснилось, что для трансформаторов 110 кВ мощностью 10 000–40 000 кВА при обслуживании и ремонте по техническому состоянию экономия может составить около 5000 тыс. руб., или 35 % стоимости всех видов ремонтов за оставшийся период эксплуатации трансформаторов.

Для трансформаторов 6–35 кВ мощностью 63–4000 кВА экономия может составить до 4000 тыс. руб., это около 45 % стоимости всех видов ремонтов за оставшийся период эксплуатации трансформаторов.

Экономия на ремонтах трансформаторов 3,3 кВ мощностью 6200–12 000 кВА может составить около 3000 тыс. руб., или около 40 % стоимости всех видов ремонтов за оставшийся период эксплуатации трансформаторов.

Расчеты показали, что применение систем автоматизированного мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов позволит снизить затраты на ремонт и обслуживание трансформаторов подстанций, находящихся в эксплуатации до 30 лет. Для трансформаторов со сроком

службы более 30 лет или значительной наработкой, с индексом технического состояния, близким к нулю, применение такой системы неэффективно, так как количество капитальных и текущих ремонтов будет одинаковым, а значит, затраты значительно не сократятся. Для масляных трансформаторов, находящихся в эксплуатации более 30 лет, большое значение имеет индекс их технического состояния, и именно от его значения зависит экономическая эффективность использования современных автоматизированных систем мониторинга и диагностики. Использование подобных систем на базе SCADA позволяет в полном объеме оценивать техническое состояние трансформаторов и другого электрооборудования в режиме реального времени, определять причину аварийных отключений и остаточный ресурс оборудования.

Расчеты показали, что в случае, когда автоматизированная система мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов применяется с момента ввода трансформатора в эксплуатацию, т. е. индекс технического состояния равен 1, простой и дисконтированный срок окупаемости таких инвестиций примерно может составить 3 и 4,5 года соответственно (рис. 5).

В случае, когда автоматизированная система мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов применяется к трансформаторам с индексом технического состояния, близким к 0, простой и дисконтированный срок окупаемости таких инвестиций может превышать время эксплуатации трансформатора и тогда использование такой системы неэффективно.

### Заключение

Существующие методики оценки эффективности применения систем мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования учитывают множество факторов, но учет интенсивности и продолжительности эксплуатации трансформаторного оборудования, количество ремонтов, предусмотренных нормативно-технической документацией на протяжении всего жизненного цикла, недостаточно точен.

Рассчитаны эксплуатационные расходы на ремонты трансформаторного оборудования разного класса напряжения, которые используются на тяговых подстанциях железнодорожного транспорта. Экономия от применения автоматизированной системы мониторинга и диагностики технического состояния масляного трансформатора получается за счет снижения расходов на капитальные ремонты, при том что расходы на текущие ремонты, напротив, увеличены, чтобы поддерживать высокое значение индекса технического состояния, но в совокупности снижение материальных затрат может составить в среднем от 15 до 25 % от всех расходов на обслуживание и ремонт в течение всего срока службы трансформатора, заявленного изготовителем.

Расчеты показали, что применение систем автоматизированного мониторинга и диагностики технического состояния масляных трансформаторов приводит к снижению эксплуатационных затрат для трансформаторного оборудования подстанций, находящихся в эксплуатации до 30 лет, но для более старых или изношенных трансформаторов, для которых значение индекса технического состояния стремится к нулю, применение такой системы экономически нецелесообразно.

Наибольший экономический эффект наблюдается для трансформаторного оборудования с индексом технического состояния, близким к 1. Расчеты показали, что в этом случае простой и дисконтированный срок окупаемости инвестиций в автоматизированную систему мониторинга и диагностики могут составить 3 и 4,5 года соответственно. ▲

### Список источников

1. Дарьян Л. А. Специфика разработки подхода к определению технико-экономической целесообразности применения автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования электросетевого оборудования / Л. А. Дарьян, Н. Л. Аграпонова // *Главный энергетик*. — 2019. — № 11. — С. 25–32.
2. Никищенков С. А. О повышении эффективности инновационной деятельности на железных дорогах / С. А. Никищенков // *Транспортное дело России*. — 2023. — № 6. — С. 45–47. — DOI: 10.52375/20728689\_2023\_6\_44.
3. Пузина Е. Ю. Экономическая целесообразность системы многоканального мониторинга силовых маслонаполненных трансформаторов тяговых подстанций / Е. Ю. Пузина, А. Г. Туйгунова, И. А. Худогов // *Современные технологии. Системный анализ. Моделирование*. — 2020. — № 2(66). — С. 83–92. — DOI: 10.26731/1813-9108.2020.2(66).83-92.
4. Laayati O. Smart Energy Management System: Oil Immersed Power Transformer Failure Prediction and Classification Techniques Based on DGA Data / O. Laayati, H. El Hadraoui, M. Bouzi, A. Chebak // *2nd International Conference on Innovative Research in Applied Science, Engineering and Technology (IRASET), Meknes, Morocco*. — 2022. — Pp. 1–6. — DOI: 10.1109/IRASET52964.2022.9737786.
5. Дарьян Л. А. Технико-экономическая целесообразность применения систем диагностического мониторинга высоковольтного оборудования / Л. А. Дарьян, П. В. Голубев, Р. М. Образцов // *Библиотечка электротехника*. — 2020. — № 9(261). — С. 1–112.
6. Афанасьев А. Д. Методика расчета экономической эффективности применения системы мониторинга трансформаторного оборудования / А. Д. Афанасьев, А. О. Валуйских, А. М. Жуков и др. // *Электроэнергия. Передача и распределение*. — 2018. — № 6(51). — С. 136–141.
7. Rigatos G. Incipient fault detection for electric power transformers using neural modeling and the local statistical approach to fault diagnosis / G. Rigatos, P. Siano, A. Piccolo // *IEEE Sensors Applications Symposium Proceedings, Brescia, Italy*. — 2012. — Pp. 1–6. — DOI: 10.1109/SAS.2012.6166269.
8. Алюнов А. Н. Об эффективности цифровой системы активной диагностики силовых трансформаторов / А. Н. Алюнов, О. С. Вяткина, А. Е. Немировский // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. — 2020. — Т. 24. — № 5(154). — С. 966–976. — DOI: 10.21285/1814-3520-2020-5-966-976.

9. Мандыч И. А. Современные методы расчета экономических показателей инвестиционных проектов / И. А. Мандыч, В. Б. Люкманов, И. Г. Кудрявцева // Финансовый менеджмент. — 2018. — № 1. — С. 60–69.
10. Добрынин Е. В. Цифровая подстанция. Метод реализации / Е. В. Добрынин, И. А. Ефремова // Вестник транспорта Поволжья. — 2020. — № 1(79). — С. 16–22.
11. Козменков О. Н. Современные методы контроля и диагностики масляных трансформаторов / О. В. Табаков, О. Н. Козменков, И. А. Ефремова, А. М. Батищев // Нефть. Газ. Новации. — 2021. — № 5(246). — С. 61–65.
12. Balan A. Detection and Analysis of Faults in Transformer using Machine Learning / A. Balan, T. L. Srujan, P. V. Manitha, K. Deepa // International Conference on Intelligent Data Communication Technologies and Internet of Things (IDClOT), Bengaluru, India. — 2023. — Pp. 477–482. — DOI: 10.1109/IDClOT56793.2023.10052786.
13. Nefelov I. S. Methods for increasing the accuracy of developing digital twins of machine parts with damage or wear of working surfaces / I. S. Nefelov, V. V. Filatov, V. N. Ivanovich et al. // T-Comm. — 2024. — Vol. 18. — Iss. 11. — Pp. 53–58. — DOI: 10.36724/2072-8735-2024-18-11-53-58.
14. Orlova E. V. A System Approach for Assessing an Economic Efficiency of Technological Innovation / E. V. Orlova // 2nd International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), Lipetsk, Russia. — 2020. — Pp. 705–709. — DOI: 10.1109/SUMMA50634.2020.9280725.
15. Rongping L. Evaluation and Analysis of Industrial Technology Innovation Efficiency in Hebei Province / L. Rongping, H. Yunhong // IEEE Asia-Pacific Conference on Image Processing, Electronics and Computers (IPEC), Dalian, China. — 2021. — Pp. 525–528. — DOI: 10.1109/IPEC51340.2021.9421106.
16. Semenov V. P. Soft Assessment of the Intelligent Information Systems Development Efficiency / V. P. Semenov, R. V. Sokolov, I. L. Andreevskiy // XXVII International Conference on Soft Computing and Measurements (SCM), Saint Petersburg, Russian Federation. — 2024. — Pp. 373–375. — DOI: 10.1109/SCM62608.2024.10554250.
17. Кондратьев В. Ю. Экономическая оценка эффективности информационных систем методиками инвестиционно-анализа / В. Ю. Кондратьев, Л. К. Ефимиади // Современная экономика: проблемы и решения. — 2023. — № 11(167). — С. 58–72. — DOI: 10.17308/teps/2078-9017/2023/11/58-72.
18. Панова А. В. Разработка методики оценки экономической эффективности систем диагностики трансформаторного оборудования и повышение эксплуатационного ресурса электроэнергетической инфраструктуры Владимирского региона / А. В. Панова, О. И. Моногаров // Экономика и предпринимательство. — 2014. — № 12-2(53). — С. 400–405.
19. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и сетей». — URL: <https://base.garant.ru/71779722/> (дата обращения: 24.04.2025).
20. ГОСТ Р 52719—2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. — М.: Стандартинформ, 2007. — 34 с.
21. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (ПТЭПЭЭ). Глава 2.1. — URL: <https://base.garant.ru/405399745/> (дата обращения: 26.04.2025).
22. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 2019. — П. 1.8.16, 2.1.34.
23. RTS-Tender (н. д.). Получено 10 марта 2025 года с сайта <https://www.rts-tender.ru>.
24. Письмо Минстроя России от 01.02.2025 № 5170-ИФ/09 «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства на I квартал 2025 года, в том числе величине индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ». — URL: <https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/418752/> (дата обращения: 06.05.2025).

TRANSPORT AUTOMATION RESEARCH, 2025, Vol. 11, No. 2, pp. 120–136  
DOI: 10.20295/2412-9186-2025-11-02-120-136

### Economic Efficiency Assessment of Automated Monitoring Systems for Oil Transformer Technical Condition in Railway Transport

#### Information about authors

**Nikishchenkov S. A.**, Doctor in Engineering, Professor, Department of Operational Work Management. E-mail: [nikishchenkovs@mail.ru](mailto:nikishchenkovs@mail.ru)

**Kozmenkov O. N.**, PhD in Engineering, Associate Professor, Department of Power Supply of Railway Transport. E-mail: [kozmenkov@samgups.ru](mailto:kozmenkov@samgups.ru)

**Safronova I. A.**, Senior Lecturer, Department of Power Supply of Railway Transport. E-mail: [kozmenkov@samgups.ru](mailto:kozmenkov@samgups.ru)

Volga State Transport University (VSTU), Samara

**Abstract:** This paper deals with various operational aspects of transformers, including traction substations of railway transport. It proposes the structure of an automated

system for monitoring and diagnosing the technical condition of oil transformers, and selects the configuration and components of such a system for a typical railway traction substation. The complete set enables the maintenance and repair of oil transformers in accordance with their technical condition using a minimum number of system elements. An improved methodology for calculating the economic efficiency of an automated system for monitoring the technical condition of railway transport oil transformers has been developed. The methodology takes into account the minimum required equipment of the automated system for monitoring and diagnosing of the technical condition, type and purpose of the transformer, potential power failure and false alarms, the current regulatory framework, as well as the maintenance of the transformer in accordance with its technical condition. It has been estimated that the automated system for monitoring and diagnosing the technical condition of oil transformers on railway transport is economically efficient. This estimation is based on technical condition parameters.

**Keywords:** oil transformers; residual life; predictive maintenance of transformers; automated system; monitoring; diagnostics of technical condition; cost effectiveness of diagnostic systems; payback period of the diagnostic system.

References

1. Dar'yan L. A., Agrapronova N. L. Spetsifika razrabotki podkhoda k opredeleniyu tekhniko-ekonomicheskoy tselesoobraznosti primeneniya avtomatizirovannykh sistem monitoringa i tekhnicheskogo diagnostirovaniya elektrosетеvogo oborudovaniya [Specifics of developing an approach to determining the technical and economic feasibility of using automated monitoring systems and technical diagnostics of electric grid equipment]. *Glavnyy energetik* [Chief Power Engineer]. 2019, Iss. 11, pp. 25–32. (In Russian)
2. Nikishchenkov S. A. O povyshenii effektivnosti innovatsionnoy deyatel'nosti na zheleznnykh dorogakh [On increasing the efficiency of innovation activities on railways]. *Transportnoe delo Rossii* [Transport Business of Russia]. 2023, Iss. 6, pp. 45–47. DOI: 10.52375/20728689\_2023\_6\_44. (In Russian)
3. Puzina E. Yu., Tuygunova A. G., Khudonogov I. A. Ekonomicheskaya tselesoobraznost' sistemy mnogokanal'nogo monitoringa silovykh maslonapolnennykh transformatorov tyagovykh podstantsiy [On increasing the efficiency of innovation activities on railways]. *Sovremennye tekhnologii. Sistemnyy analiz. Modelirovanie* [Transport Business of Russia]. 2020, Iss. 2(66), pp. 83–92. DOI: 10.26731/1813-9108.2020.2(66).83-92. (In Russian)
4. Laayati O., Hadraroui H. El, Bouzi M., Chebak A. Smart Energy Management System: Oil Immersed Power Transformer Failure Prediction and Classification Techniques Based on DGA Data. 2nd International Conference on Innovative Research in Applied Science, Engineering and Technology (IRASET), Meknes, Morocco, 2022, pp. 1–6. DOI: 10.1109/IRASET52964.2022.9737786.
5. Dar'yan L. A. Tekhniko-ekonomicheskaya tselesoobraznost' primeneniya sistem diagnosticheskogo monitoringa vysokovol'tnogo oborudovaniya [Technical and economic feasibility of using diagnostic monitoring systems for high-voltage equipment]. *Bibliotekha elektrotekhnika* [Library of Electrical Engineering]. 2020, Iss. 9(261), pp. 1–112. (In Russian)
6. Afanas'ev A. D., Valyuksikh A. O., Zhukov A. M. Metodika rascheta ekonomicheskoy effektivnosti primeneniya sistemy monitoringa transformatornogo oborudovaniya [Methodology for calculating the economic efficiency of using a monitoring system for transformer equipment]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie* [Electric Power. Transmission and Distribution]. 2018, Iss. 6(51), pp. 136–141. (In Russian)
7. Rigatos G., Siano P., Piccolo A. Incipient fault detection for electric power transformers using neural modeling and the local statistical approach to fault diagnosis. IEEE Sensors Applications Symposium Proceedings, Brescia, Italy, 2012, pp. 1–6. DOI: 10.1109/SAS.2012.6166269.
8. Alyunov A. N., Vyatkina O. S., Nemirovskiy A. E. Ob effektivnosti tsifrovoy sistemy proaktivnoy diagnostiki silovykh transformatorov [On the efficiency of a digital system for proactive diagnostics of power transformers]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of Irkutsk State Technical University]. 2020, vol. 24, Iss. 5(154), pp. 966–976. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-5-966-976. (In Russian)
9. Mandych I. A., Lyukmanov V. B., Kudryavtseva I. G. Sovremennye metody rascheta ekonomicheskikh pokazateley investitsionnykh projektov [Modern methods for calculating economic indicators of investment projects]. *Finansovyy menedzhment* [Financial management]. 2018, Iss. 1, pp. 60–69. (In Russian)
10. Dobrynin E. V., Efremova I. A. Tsifrovaya podstantsiya. Metod realizatsii [Digital substation. Implementation method]. *Vestnik transporta Povolzh'ya* [Bulletin of Transport of the Volga Region]. 2020, Iss. 1(79), pp. 16–22. (In Russian)
11. Kozmenkov O. N., Kozmenkov O. N., Efremova I. A., Batishchev A. M. Sovremennye metody kontrolya i diagnostiki maslynykh transformatorov [Modern methods of control and diagnostics of oil transformers]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations]. 2021, Iss. 5(246), pp. 61–65. (In Russian)
12. Balan A., Srujan T. L., Manitha P. V., Deepa K. Detection and Analysis of Faults in Transformer using Machine Learning. International Conference on Intelligent Data Communication Technologies and Internet of Things (IDCIoT), Bengaluru, India, 2023, pp. 477–482. DOI: 10.1109/IDCIoT56793.2023.10052786.
13. Nefelov I. S., Filatov V. V., Ivanovich V. N. et al. Methods for increasing the accuracy of developing digital twins of machine parts with damage or wear of working surfaces. *T-Comm*, 2024, vol. 18, Iss. 11, pp. 53–58. DOI: 10.36724/2072-8735-2024-18-11-53-58.
14. Orlova E. V. A System Approach for Assessing an Economic Efficiency of Technological Innovation. 2nd International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), Lipetsk, Russia, 2020, pp. 705–709. DOI: 10.1109/SUMMA50634.2020.9280725.
15. Rongping L., Yunhong H. Evaluation and Analysis of Industrial Technology Innovation Efficiency in Hebei Province. IEEE Asia-Pacific Conference on Image Processing, Electronics and Computers (IPEC), Dalian, China, 2021, pp. 525–528. DOI: 10.1109/IPEC51340.2021.9421106.
16. Semenov V. P., Sokolov R. V., Andreevskiy I. L. Soft Assessment of the Intelligent Information Systems Development Efficiency. XXVII International Conference on Soft Computing and Measurements (SCM), Saint Petersburg, Russian Federation, 2024, pp. 373–375. DOI: 10.1109/SCM62608.2024.10554250.
17. Kondrat'ev V. Yu., Efimiadi L. K. Ekonomicheskaya otsenka effektivnosti informatsionnykh sistem metodikami investitsionnogo analiza [Economic assessment of the efficiency of information systems using investment analysis methods]. *Sovremennaya ekonomika: problemy i resheniya* [Modern Economy: Problems and Solutions]. 2023, Iss. 11(167), pp. 58–72. DOI: 10.17308/meps/2078-9017/2023/11/58-72. (In Russian)
18. Panova A. V., Monogarov O. I. Razrabotka metodiki otsenki ekonomicheskoy effektivnosti sistem diagnostiki transformatornogo oborudovaniya i povyshenie ekspluatatsionnogo resursa elektroenergeticheskoy infrastruktury Vladimirskogo regiona [Development of a methodology for assessing the economic efficiency of diagnostic systems for transformer equipment and increasing the service life of the electric power infrastructure of the Vladimir region]. *Ekonomika i predprinimatel'stvo* [Economy and Entrepreneurship]. 2014, Iss. 12-2(53), pp. 400–405. (In Russian)
19. Prikaz Ministerstva energetiki Rossiyskoy Federatsii ot 26.07.2017 № 676 "Ob utverzhdenii metodiki otsenki tekhnicheskogo sostoyaniya osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniya i liniy elektropredachi elektricheskikh stantsiy i setey" [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation of July 26, 2017 № 676 "On approval of the methodology for assessing the technical condition of the main process equipment and power transmission lines of electrical stations and networks"]. Available at: <https://base.garant.ru/71779722/> (accessed: April 24, 2025). (In Russian)
20. GOST R 52719—2007. Transformatory silovye. Obshchie tekhnicheskies usloviya [GOST R 52719—2007. Power transformers. General specifications]. Moscow: Standartinform Publ., 2007, 34 p. (In Russian)
21. Pravila tekhnicheskoy ekspluatatsii elektroustanovok potrebiteley elektricheskoy energii (PTEEPEE). Glava 2.1 [Rules for the technical operation of electrical installations of consumers of electric energy (PTEEEE). Chapter 2.1]. Available at: <https://base.garant.ru/405399745/> (accessed: April 26, 2025). (In Russian)
22. Pravila ustroystva elektroustanovok (PUE). 2019, p. 1.8.16, 2.1.34 [Electrical Installation Rules (PUE). 2019, p. 1.8.16, 2.1.34]. (In Russian)
23. RTS-Tender (n. d.). Polucheno 10 marta 2025 goda s sayta <https://www.rts-tender.ru> [RTS-Tender (n. d.). Retrieved March 10, 2025 from <https://www.rts-tender.ru>]. (In Russian)
24. Pis'mo Ministroya Rossii ot 01.02.2025 № 5170-IF/09 "O rekomenduemykh velichine indeksov izmeneniya smetnoy stoimosti stroitel'stva na I kvartal 2025 goda, v tom chisle velichine indeksov izmeneniya smetnoy stoimosti stroitel'no-montaznykh rabot, indeksov izmeneniya smetnoy stoimosti puskonaladochnykh rabot, indeksov izmeneniya smetnoy stoimosti proektnykh i izyskatel'skikh rabot" [Letter of the Ministry of Construction of Russia dated February 1, 2025 № 5170-IF/09 "On the recommended value of indices for changing the estimated cost of construction for the first quarter of 2025, including the value of indices for changing the estimated cost of construction and installation works, indices for changing the estimated cost of commissioning works, indices for changing the estimated cost of design and survey works"]. Available at: <https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/418752/> (accessed: May 6, 2025). (In Russian)