

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Шевчик Вячеслав Игоревич, [Kiwi4ik@yandex.ru](mailto:Kiwi4ik@yandex.ru)

### **Аннотация:**

В статье анализируются подходы к экономической оценке внедрения автоматизированных систем управления трансформаторными подстанциями. Исследование фокусируется на использовании технологий искусственного интеллекта, которые позволяют значительно повысить эффективность, надёжность и устойчивость современных энергосистем. Рассматриваются основные экономические показатели, такие как капитальные затраты, годовая экономия, сроки окупаемости и возврат на инвестиции (ROI), что подчёркивает значимость финансовой оценки. В работе применяются методы сравнительного анализа, что позволяет выделить преимущества современных решений перед традиционными. Результаты исследования демонстрируют, что внедрение АСУ ТП способствует дополнительному снижению эксплуатационных затрат, повышению надёжности работы оборудования и минимизации аварийных ситуаций. Полученные выводы подчёркивают важность интеграции технологий ИИ для модернизации энергетической инфраструктуры, её устойчивости и экономической эффективности в долгосрочной перспективе.

**Ключевые слова:** энергетика, трансформаторные подстанции, автоматизация, управление, надёжность, электрические сети, АСУ ТП, ROI, искусственный интеллект.

Современная энергетика сталкивается с множеством вызовов, включая увеличение спроса на электроэнергию, необходимость модернизации устаревшей инфраструктуры и интеграцию возобновляемых источников энергии. Трансформаторные подстанции занимают центральное место в обеспечении устойчивости и надёжности энергосистем, играя ключевую роль в распределении электричества [1].

Автоматизация управления технологическими процессами трансформаторной подстанции предполагает применение комплекса как технических, так и программных средств, которые предназначены для эффективного управления соответствующим технологическим оборудованием.

Внедрение автоматизированных систем управления (АСУ) трансформаторными подстанциями, в настоящее время актуально в связи с тем, что необходимо не только повышать надёжность, но и эффективность электрических сетей при повышенных требованиях к стабильности и безопасности энергоснабжения. Цифровизация в электроэнергетике вносит множество изменений в работу электрических сетей, в результате чего из-за так называемого человеческого фактора, возникают различные риски, повышается вероятность аварийных ситуаций. Всё это требует не только быстрой и адекватной оценки состояния сложного технического объекта, но и быстрого принятия верного решения.

Активное развитие цифровизации электрических сетей напрямую затрагивает и подстанционное оборудование. Цифровая подстанция (ЦПС) – это

подстанция с широким внедрением систем автоматизации и управления, цифровых коммуникационных систем, построенных на базе открытых протоколов международного стандарта МЭК 61850 [2].

Как правило, под ЦПС подразумеваются подстанции классов напряжения 110 кВ и выше, но в последнее время осуществляется автоматизация и цифровизация трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ. Одна из проблем автоматизации подстанций данного класса напряжения заключается в том, что, во-первых, рынок отечественного оборудования только начинает развиваться, а во-вторых, АСУ и программное обеспечение, так же требует адаптации к данному типу подстанций.

Структура АСУ ТП ЦПС 110/35 кВ представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 - Структура АСУ ТП ЦПС 110/35 кВ

Основными элементами на уровне станции являются:

ЦВУ - центральное вычислительное устройство;

ППД - процессор передачи данных;

РЗ - устройство релейной защиты;

УИУ - устройство измерения и управления.

Взаимодействие между уровнями осуществляется по стандартам «Сети и системы связи на подстанциях» МЭК-61850. Данный стандарт описывает форматы потоков данных, виды информации, правила описания элементов энергообъекта и организации протокола передачи данных. С телекоммуникационной сетью Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) и прочими сетями связь осуществляется посредством ППД - процессора передачи данных.

Для того, чтобы оценить возможности АСУ ТП, прежде всего, необходимо рассмотреть экономические аспекты.

Оценка внедрения автоматизированной системы управления (АСУ) трансформаторной подстанции, с экономической точки зрения, может включать анализ следующих факторов:

1. Сокращение затрат на обслуживание подстанции. Это достигается благодаря дистанционному управлению работой оборудования и мониторингу, что позволяет от планового технического обслуживания, к обслуживанию по состоянию оборудования.
2. Сокращение объёма монтажных и наладочных работ. Это становится возможным благодаря автоматизации процесса наладки и тестирования различных систем, таких как РЗА, АСКУЭ и др.
3. Оптимизация загрузки трансформаторов подстанции за счёт расчётов нагрузок до ввода в эксплуатацию и их прогнозирования на будущее.

Кроме того, экономический эффект от внедрения АСУ ТП подстанций может достигаться за счёт повышения устойчивости работы межсистемных и магистральных связей, исключения негативного влияния человеческого фактора, снижения трудозатрат при проведении технического обслуживания и ремонта, а также повышения надёжности работы системы электроснабжения.

Как уже было указано выше, существует множество различных типов подстанции, они различаются как по уровню напряжения, так и по мощности. В этой связи, решение о внедрении АСУ должно приниматься на основе расчётов, которые позволят экономически обосновать целесообразность модернизации подстанции.

Для определения экономической целесообразности внедрения АСУ ТП необходимо провести детальную оценку ключевых финансовых показателей. Этот анализ включает сбор данных о стоимости проектирования, закупки оборудования и обучения персонала, а также оценку потенциальной экономии за счёт уменьшения затрат на техническое обслуживание, снижения аварийности и оптимизации энергопотребления.

При расчёте должны учитываться дополнительные факторы, такие как перспективы продления срока службы оборудования и профилактическое обслуживание, что становится возможным благодаря постоянному мониторингу. Кроме того, необходимо учесть снижение нагрузки на персонал за счёт автоматизации рутинных процессов. Данные показатели позволяют получить полное представление о рентабельности проекта и учесть как прямые, так и косвенные выгоды.

Особое внимание должно быть уделено анализу таких показателей как сроки окупаемости (PP) и return on investment - окупаемость инвестированных средств (ROI). Эти ключевые показатели дают возможность не только оценить эффективность вложений, но и сопоставить традиционные подходы с современными решениями, основанными на использовании технологий искусственного интеллекта.

Для примера расчета были взяты следующие исходные данные:

- технические характеристики подстанции, с сайта производителя (компания ЭТМ) [3];
- стоимость услуг по установке, с сайта компании «КОСПО» [4];

- стоимость оборудования автоматизации с использованием GPT, с сайта компании «Про-Ток» [5].

Экономический эффект от внедрения системы автоматизации рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_p - E_n \cdot K_n \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}$  – экономический эффект, руб.,

$\mathcal{E}_p$  – годовая экономия, руб.,

$E_n$  – нормативный коэффициент (в долях),

$K_n$  – капитальные затраты на проектирование и внедрение, руб.

Годовая экономия  $\mathcal{E}_p$  включает в себя снижение затрат за счёт уменьшения численности персонала, сокращения расходов на техническое обслуживание и энергопотребление. Для расчёта используем  $\mathcal{E}_p = 450,000$  руб.

Капитальные затраты ( $K_n$ ) определены на основании сметы проекта и составляют 2,525,120 руб. Нормативный коэффициент эффективности ( $E_n$ ) принят равным 10%.

Расчёт экономического эффекта ( $\mathcal{E}$ ):

$$\mathcal{E} = 450,000 - 0,1 \cdot 2,525,120 = 197,488 \text{ руб.} \quad (2)$$

Положительное значение экономического эффекта указывает на целесообразность внедрения системы автоматизации, поскольку годовая экономия превышает затраты на её внедрение.

Срок окупаемости (PP) является важным показателем для оценки инвестиционных проектов. Он показывает, за какое время проект вернёт вложенные средства за счёт ежегодной экономии.

Формула для расчёта срока окупаемости выглядит следующим образом:

$$PP = K_n / \mathcal{E}_p \quad (3)$$

где PP – срок окупаемости, лет,

$K_n$  – капитальные затраты на проектирование и внедрение, руб.,

$\mathcal{E}_p$  – годовая экономия, руб.

Для проекта были определены капитальные затраты и годовая экономия, которые составляют следующие значения. Капитальные затраты ( $K_n$ ) включают расходы на проектирование, закупку оборудования, внедрение и обучение персонала. Годовая экономия ( $\mathcal{E}_p$ ) — это экономия средств, которая достигается за счёт уменьшения затрат на техническое обслуживание, оптимизации энергопотребления и снижения численности обслуживающего персонала

Расчёт срока окупаемости:

$$PP = 2,525,120 / 450,000 = 5,61 \quad (4)$$

Таким образом, срок окупаемости проекта составляет 5,61 года. Это означает, что вложенные средства будут возвращены за счёт экономии менее чем за 6 лет. Такой срок окупаемости делает проект привлекательным и обоснованным. Сравнение окупаемости внедрения АСУ ТП с нейросетью и без неё представлено на рисунке 2.

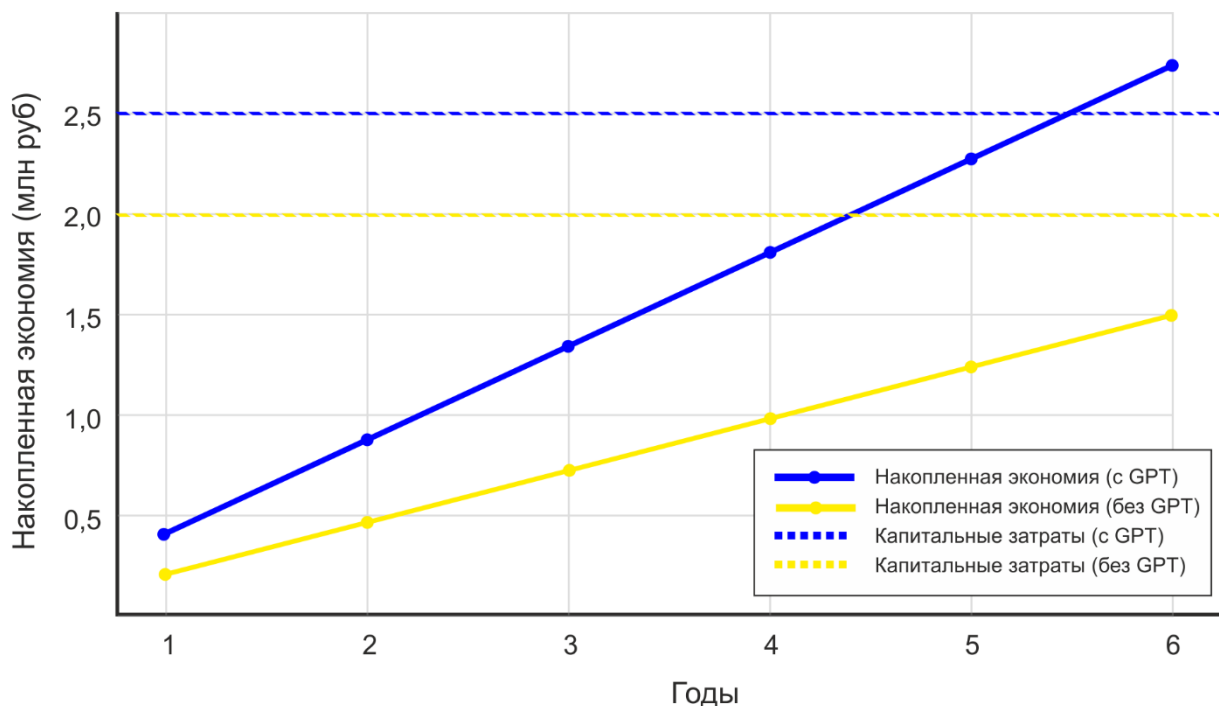


Рисунок 2 – Сравнение сроков окупаемости

Помимо срока окупаемости, важно также оценить эффективность использования вложенных средств. Для этого применяется показатель возврата на инвестиции (ROI), который позволяет определить, насколько вложенные средства преобразуются в экономическую выгоду.

Годовая экономия для системы с использованием GPT составляет 450,000 рублей. Этот показатель был рассчитан на основе снижения затрат на техническое обслуживание и устранение неисправностей, а также за счет оптимизации энергопотребления. Использование алгоритмов прогнозирования позволяет значительно сократить простои оборудования и затраты на их устранение.

Капитальные затраты для внедрения системы с GPT составляют 2,525,120 рублей. В эту сумму включены расходы на разработку, тестирование и внедрение высокотехнологичной системы, а также обучение персонала для её эффективного использования.

Для системы без GPT годовая экономия оценивается в 250,000 рублей. Она учитывает базовые улучшения в процессе обслуживания и эксплуатации, которые достигаются без использования интеллектуальных алгоритмов. Однако такие решения ограничены в эффективности, что отражается на величине экономии.

Капитальные затраты на систему без GPT составляют 2,000,000 рублей. Они включают расходы на модернизацию традиционной инфраструктуры и её настройку. Несмотря на более низкую стоимость, такая система не предоставляет преимуществ прогнозирования и автоматизации, что ограничивает её рентабельность (рисунок 3).

$$ROI = (\text{Годовая экономия} / \text{Капитальные затраты}) \times 100\% \quad (5)$$

Для системы с GPT:

$$ROI = (450,000 / 2,525,120) \times 100 = 17.82\% \quad (6)$$

Для системы без GPT:

$$ROI = (250,000 / 2,000,000) \times 100 = 12.50\% \quad (7)$$

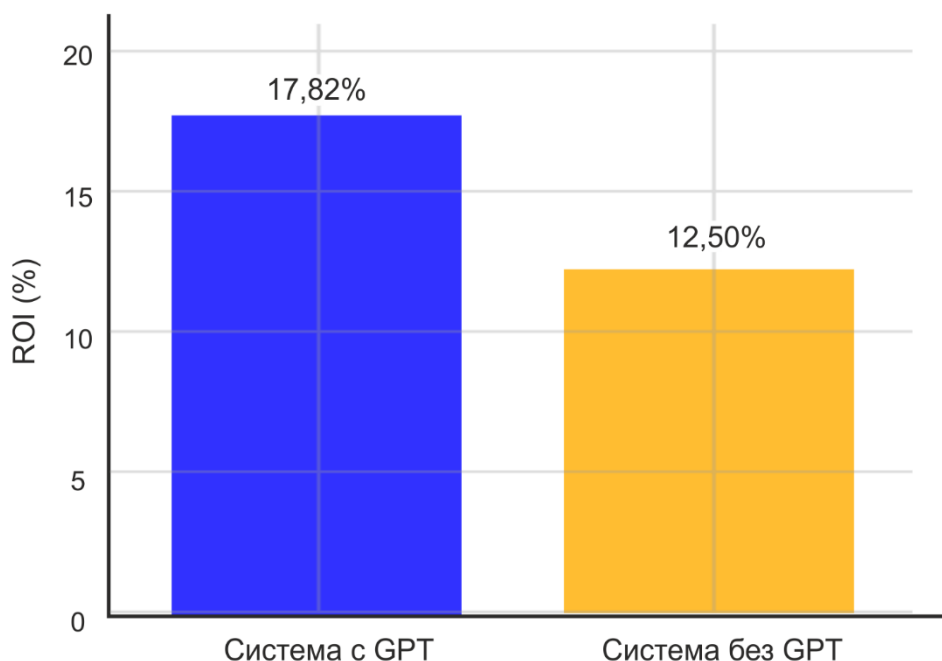


Рисунок 3 – Сравнение показателя ROI

Внедрение автоматизированной системы управления трансформаторной подстанцией приносит не только прямую экономию за счёт снижения затрат, но и дополнительные экономические преимущества, которые в совокупности значительно увеличивают общую эффективность проекта. Эти эффекты часто являются менее очевидными на этапе планирования, но их влияние становится заметным уже в первые годы эксплуатации системы.

Одним из ключевых эффектов является снижение аварийности. Благодаря использованию интеллектуальных систем мониторинга и диагностики, автоматизация позволяет своевременно обнаруживать потенциальные неисправности оборудования. Это значительно уменьшает вероятность внеплановых простоев, которые могут вызывать серьёзные финансовые потери. Снижение аварийности также обеспечивает более стабильное электроснабжение, что особенно важно

для промышленных объектов, где перебои могут привести к значительным убыткам.

Автоматизация способствует повышению производительности труда. Система берёт на себя выполнение рутинных операций, которые ранее выполнялись вручную, что позволяет персоналу сосредоточиться на более сложных задачах, требующих высокой квалификации. Это не только сокращает издержки, связанные с оплатой труда, но и повышает общую эффективность работы команды, что особенно важно для крупных объектов.

### Список используемой литературы

1. Чижма, С. Н., Захаров, А. И. Цифровые подстанции / С. Н. Чижма, А. И. Захаров. — Калининград: Балтийский федеральный университет им. И. Канта, 2022. — 80 с. — ISBN: 978-5-9971-0704-8. — URL: <https://e.lanbook.com/book/310145>.
2. Виноградов, А. В. Обзор оборудования автоматизации трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кв и структурная схема цифровой трансформаторной подстанции / А. В. Виноградов, Н. С. Сорокин // Агротехника и энергообеспечение. — 2023. — № 3(40). — С. 48-56. — EDN YXDHSK.
3. Компания ЭТМ комплексный поставщик инженерных систем. Каталог трансформаторных подстанций. — URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/5369364>.
4. Услуги по установке трансформаторных подстанций, предоставляемые компанией «КОСПО». — URL : <https://kospo.ru/services/transformer-substation/installation-transformers-substations>.
5. Завод трансформаторных подстанций и высоковольтного оборудования. Сайт компании «Про-Ток». — URL : <https://pro-tok.pro>.

### Информация об авторах

Шевчик В. И. — студент группы 8Э(з)-21, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

### Научный руководитель

Сташко В. И. — к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

### Ссылка для цитирования

Шевчик, В. И. Экономическая оценка внедрения автоматизированной системы управления трансформаторной подстанции / В. И. Шевчик, В. И. Сташко // Энерджинет. 2025. № 1. URL: <http://nopak.ru/251-101> (дата обращения: 16.01.2025).

