

Коновалов Юрий Васильевич,

к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Ангарский государственный технический университет»,

e-mail: yrvaskon@mail.ru

Братейко Александр Сергеевич, Зайцев Станислав Александрович,

Корпан Вадим Ярославович

студенты гр. ЭЭ-24-1, ФГБОУ ВО «Ангарский государственный технический университет»

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ НА ПРИМЕРЕ РАЙОННОЙ ПОДСТАНЦИИ

Kononov Yu.V., Brateiko A.S., Zaitsev S.A., Korpan V.Y.

DIGITAL TRANSFORMATION OF ELECTRICAL EQUIPMENT AND AUTOMATION FACILITIES: A CASE STUDY OF A DISTRICT SUBSTATION

Аннотация. Рассмотрены вопросы цифровой трансформации электрооборудования и средств автоматизации на примере районной подстанции, что позволяет решать вопросы удаленного управления коммутационными аппаратами, предиктивной диагностики оборудования и оптимизации режимов работы сети.

Ключевые слова: цифровая трансформация, электрооборудование, средства автоматизации, районная подстанция, управление, предиктивная диагностика, оптимизация.

Abstract. The issues of digital transformation of electrical equipment and automation tools are considered using the example of a district substation, which allows solving issues of remote control of switching devices, predictive diagnostics of equipment and optimization of network operating modes.

Keywords: digital transformation, electrical equipment, automation, district substation, control, predictive diagnostics, optimization.

Надежное функционирование электрической подстанций является определяющим фактором для обеспечения электроэнергией потребителей, получающих от нее электроэнергию. Районные подстанции – это подстанции, обычно 110/35/10 кВ, предназначенные для приема высокого напряжения от энергосистем и его распределения между крупными потребителями, промышленными районами или сетями 10-35 кВ населенных пунктов. Представляя собой системообразующий объект, районные подстанции требуют проведения комплексного анализа технического состояния и разработки мероприятий по ее модернизации [1-3].

В современных условиях эксплуатации подстанции возникают критические проблемы, связанные с физическим износом оборудования и ростом нагрузок в энергосистеме. Особое внимание требует состояние трансформаторов тока (ТТ) в сети 110 кВ, эксплуатируемых сверх нормативного срока службы [4].

На сегодняшний день существует ряд технических решений для повышения надежности и эффективности работы подстанции. Для рационального использования энергетического потенциала необходимо обеспечить:

- своевременную замену устаревшего оборудования;
- внедрение современных технологий мониторинга;

- оптимизацию режимов работы оборудования;
- повышение уровня автоматизации процессов.

Ключевым фактором, определяющим необходимость модернизации, является критическое состояние основных элементов подстанции. ТТ, ошиновка и коммутационное оборудование требуют замены в связи с превышением нормативного срока эксплуатации и снижением надежности работы [5-6].

Экспертная оценка технического состояния ряда районных подстанций выявила следующие проблемные зоны:

- превышение нормативного срока службы основного оборудования;
- недостаточная термическая стойкость элементов подстанции;
- риск возникновения аварийных ситуаций из-за износа изоляции;
- отсутствие современных систем мониторинга и управления.

Для обеспечения надежной работы районной подстанции необходимо реализовать комплекс мероприятий по модернизации, включающий:

- замену трансформаторов тока на современные элегазовые или оптические модели;
- реконструкцию открытых распределительных устройств;
- модернизацию линий электропередачи;
- внедрение систем противопожарной защиты [7].

Особое внимание требует решение вопросов сейсмической безопасности объекта, если подстанция расположена в регионе с повышенной сейсмической активностью. Необходимо применение современных технологий усиления фундаментов и опорных конструкций [8-10].

Предлагаемые технические решения обладают четко измеримой экономической эффективностью, которая проявляется в двух ключевых аспектах: снижении текущих эксплуатационных затрат и сокращении ущерба от аварийных ситуаций.

Снижение эксплуатационных затрат на 30-40 % достигается за счет комплекса мероприятий:

- замена устаревшего оборудования (ТТ, высоковольтных выключателей, проводов);
- снижение частоты плановых и внеплановых ремонтов;
- сокращение расходов на закупку запасных частей и расходных материалов (масло, изоляционные компоненты);
- уменьшение трудозатрат на обслуживание (благодаря автоматизации и цифровым системам).

Энергоэффективность новых решений достигается за счет следующих мероприятий:

- снижение потерь электроэнергии в линиях за счет оптимального выбора провода и устройств компенсации реактивной мощности;

- экономия на системах обогрева и вентиляции (современные шкафы и модули имеют улучшенную теплоизоляцию и управляемые режимы работы).

Внедрение средств автоматизации и цифровизации позволяет решить следующие вопросы:

- удаленное управление коммутационными аппаратами (сокращение выездов бригад);
- предиктивная диагностика оборудования (выявление дефектов до аварий);
- оптимизация режимов работы сети (снижение перегрузок и перерасхода энергии).

Прогнозируемое снижение годовых эксплуатационных расходов составляет 30-40 % от текущего уровня, абсолютная экономия – порядка 3-4 млн руб./год (исходя из типичных затрат на обслуживание районных подстанций аналогичного класса).

Сокращение времени ликвидации аварий достигается за счет мероприятий, позволяющих:

- уменьшить время отключения повреждений до 0,02-0,05 с (благодаря цифровым терминалам релейной защиты);
- ускорить поиск и локализацию неисправностей за счет SCADA-систем и датчиков реального времени;
- сократить продолжительность ремонтных работ благодаря модульности нового оборудования и наличию запасных элементов.

Перечисленные выше мероприятия приводят к снижению длительности перебоев электроснабжения в 2-3 раза, минимизации ущерба от недоотпуска электроэнергии (оценка до 2 млн. руб./год), и к сокращению штрафов за нарушение нормативов качества электроснабжения [7, 8].

Срок окупаемости проекта по реализации предлагаемых мероприятий – 5-7 лет, при общих инвестициях в объеме 22-25 млн. руб. (включая оборудование, монтаж, пуско-наладочные работы, обучение персонала). Годовая экономия от снижения эксплуатационных затрат и предотвращения ущерба – около 5 млн. руб./год при учете дисконтирования и инфляционных процессов (ставка дисконтирования – 8-10 %).

Увеличение срока службы оборудования до 30-50 лет снижает потребность в капитальных вложениях в перспективе на 15-20 лет. Повышение пропускной способности сети позволяет подключать новых потребителей без дополнительных инвестиций. Также предполагается снижение страховых взносов за счет уменьшения пожарных и аварийных рисков. Все это может привести к росту инвестиционной привлекательности региона благодаря надежной энергоинфраструктуре.

Экономическая эффективность модернизации типовой районной подстанции подтверждается:

- значительным снижением текущих затрат (30-40 %);
- сокращением ущерба от аварий (до 2 млн руб./год);
- приемлемым сроком окупаемости (5-7 лет) в рамках отраслевых стандартов;

- долгосрочными выгодами от повышения надежности и цифровизации.

Проект цифровой трансформации районной подстанции, включающий вышеизложенные положения, демонстрирует высокую экономическую обоснованность за счет детального расчета инвестиционных затрат и операционных расходов на весь жизненный цикл. Его устойчивость обеспечивается диверсифицированными источниками финансирования и четким планом окупаемости в среднесрочной перспективе. Ключевым преимуществом является достижение баланса между текущими затратами и долгосрочными стратегическими выгодами для региональной энергосистемы. Проект способствует повышению надежности энергоснабжения, снижению потерь в сетях и созданию резервов мощности. В результате реализация проекта не только окупает вложенные средства, но и формирует основу для устойчивого развития энергетической инфраструктуры региона.

В процессе модернизации предполагается решение ключевого противоречия современной электроэнергетики:

- с одной стороны – возрастающие требования к надежности, безопасности и энергоэффективности сетей;
- с другой – критический износ оборудования, введенного в эксплуатацию 40–50 лет назад.

Особое внимание к вопросам цифровой трансформации электрооборудования и средств автоматизации районной подстанции уделяется в связи с тем, что:

- такая подстанция является системообразующим элементом энергосети региона и обеспечивает электроснабжение урбанизированных территорий;
- частые ремонты увеличивают эксплуатационные затраты;
- аварийные отключения ведут к недоотпуску электроэнергии;
- новые потребители, в том числе развивающееся загородное строительство с электроотоплением, создают пиковые нагрузки.

Модернизация районной подстанции должна быть направлена на поиск научно обоснованных решений по продлению жизненного цикла при сохранении требований надежности – не просто техническое мероприятие, а единственно возможный путь обеспечения:

- надежности электроснабжения в условиях роста нагрузок, когда текущее оборудование работает на пределе;
- соответствия современным нормам безопасности (правила устройства электроустановок, своды правил, ГОСТы); замена масляных выключателей на

вакуумные (ресурс – 50 000 операций), установка элегазовых/оптических ТТ (пожаробезопасность, срок службы – 30 лет), усиление фундаментов и опорных конструкций с учетом сейсмических норм СП 14.13330.2018, монтаж систем газового пожаротушения (локализация возгораний за 10-20 с).

- снижения эксплуатационных затрат за счет внедрения энергоэффективного оборудования; интеграции подстанции в цифровую энергосистему региона, установка цифровых терминалов релейной защиты с возможностью удаленной настройки; внедрение систем SCADA для мониторинга параметров сети в реальном времени; интеграция в Smart Grid региона (обмен данными с диспетчерскими центрами) [11].

Модернизация районной подстанции – системное решение, которое:

- устраняет критические риски, связанные с износом оборудования;
- обеспечивает надежность электроснабжения при растущих нагрузках;
- приводит объект в соответствие с современными стандартами безопасности;
- создает экономическую эффективность за счет снижения затрат и предотвращения ущерба;
- закладывает основу для цифровой трансформации региональной энергосистемы.

Без реализации мер своевременной цифровой трансформации районная подстанция не может выполнять свои функции в долгосрочной перспективе, что угрожает энергобезопасности целого региона.

Таким образом, модернизация районной подстанции с учетом тенденции на цифровую трансформацию электрооборудования и средств автоматизации, представляет собой единственно возможный путь сохранения энергобезопасности региона и позволяет:

- ликвидировать накопленные технические проблемы;
- создать задел для устойчивого развития энергосистемы;
- обеспечить экономическую целесообразность эксплуатации объекта.

Реализация предложенных мер переведет районную подстанцию из состояния «критического износа» в режим надежной, безопасной и интеллектуальной эксплуатации, соответствующий требованиям XXI века. Это не просто техническое обновление – это инвестиция в энергетическую стабильность целого региона на десятилетия вперед.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Андреев В.М., Соколов П.А.** Модернизация подстанций в условиях повышенной сейсмической активности: технические решения и экономическая эффективность // Энергетическая политика. 2022. № 5. С. 78-85.

2. **Кузнецова Е.Н., Морозов И.В.** Цифровые терминалы релейной защиты: опыт внедрения и перспективы // Электротехника и электроэнергетика. 2023. № 3. С. 44-51.
3. **Чаронов, В.Я.** Совершенствование режима потребления электроэнергии на нефтедобывающих предприятиях / В.Я. Чаронов, Б.Н. Абрамович, В.П. Ганский, Ю.В. Коновалов, А.С. Логинов // Нефтяное хозяйство. 1988. № 7. – С. 7-9.
4. **Петров С.Л., Иванова А.Ю.** Элегазовые и оптические трансформаторы тока: сравнительный анализ и практика применения // Электротехнические комплексы и системы. 2021. № 4. С. 22–29.
5. **Григорьев Д.К., Васильева М.П.** Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ: современные решения // Электрические станции. 2022. № 7. С. 56-63.
6. **Konovalov, Y.V.** Optimization of power supply system reactive power compensation at the oil field electrical substation / Y.V. Konovalov, D.N. Nurbosynov // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings. electronic edition. 2017. – С. 8076228.
7. **Сидоров А.В., Николаева Л.И.** Энергоэффективность и пожарная безопасность подстанций: пути модернизации // Безопасность в энергетике. 2023. № 2. С. 31-38.
8. **Коновалов, Ю.В.** Анализ качества электроэнергии на предприятии / Ю.В. Коновалов, И.И. Воробьев // Вестник Ангарской государственной технической академии. 2014. № 8. – С. 57-60.
9. **Коновалов, Ю.В.** Автоматизация и цифровизация объектов электроэнергетики / Ю.В. Коновалов, А.Е. Вайгачев, А.А. Уваров // Вестник Ангарского государственного технического университета. 2021. № 15. – С. 51-55.
10. **Мясоедов Ю. В., Касьян А. П.** Prospects for Implementing Digital Technologies at Power Systems Substations, опубликована в журнале «Вестник Амурского государственного университета 2024. – № 105. – С. 96-103.
11. **Konovalov, Yu.V.** Cloud technologies in energy / Yu.V. Konovalov, O.A. Zasukhina // Journal of Physics: Conference Series. 13. Сер. "Computer-Aided Technologies in Applied Mathematics". 2020. – С. 012024.