

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Цифровые технологии в электроэнергетике

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка интеллектуальной системы автоматизации подстанции

Обучающийся

А.В. Ларин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

А.В. Прошина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

Работа посвящена современной системе автоматизации подстанции, которая основана на микропроцессорных терминалах серии «Сириус». Изучен и проанализирован материал, а в последствии сформировано комплексное решение, которое предлагает систему, объединяющую аппаратные и программные компоненты. Они обеспечивают надёжное управление технологическими процессами для защиты и повышения эффективности эксплуатации энергообъекта.

В рамках работы выполнен детальный анализ уже существующих систем автоматизации подстанций, а также определены ключевые требования к их функциональности, надёжности и безопасности. Рассмотрены способы комбинирования и интеграции микропроцессорных устройств в общую систему, включая терминалы защиты силовых трансформаторов («Сириус-2-РН»), управления коммутационными аппаратами («Сириус-УВ»), защиты ячеек КРУ («Сириус-2-МЛ») и мониторинга состояния оборудования («Сириус-ТЗ»). Особое внимание уделено синхронизации работы компонентов с применением протокола РТР (IEEE 1588).

Предложенная система может послужить основой для цифровизации подстанций, позволяя в дальнейшем внедрять технологии искусственного интеллекта, предиктивной аналитики и интеллектуальных сетей (Smart Grid).

Abstract

This work is devoted to a modern substation automation system based on the «Sirius» series of microprocessor terminals. Existing research materials were studied and analyzed, leading to the development of an integrated solution that combines hardware and software components. This system ensures reliable control of technological processes while enhancing protection and operational efficiency of power facilities.

The study includes a comprehensive analysis of existing substation automation systems and identifies key requirements for their functionality, reliability, and safety. The research examines methods for combining and integrating microprocessor devices into a unified system, including terminals for power transformer protection («Sirius-2-RN»), switching device control («Sirius-UV»), switchgear protection («Sirius-2-ML»), and equipment condition monitoring («Sirius-T3»). Particular attention is given to component synchronization using the PTP (IEEE 1588) protocol.

The proposed system serves as a foundation for substation digitalization, enabling future implementation of artificial intelligence technologies, predictive analytics, and Smart Grid solutions.

Содержание

Введение.....	6
1 Анализ существующих решений.....	8
1.1 Современные системы автоматизации подстанций	8
1.2 Сравнение микропроцессорных и традиционных систем	10
1.3 Обоснование выбора микропроцессоров «Сириус».....	13
2 Описание объекта автоматизации	15
2.1 Общая характеристика подстанции	15
2.2 Основное оборудование подстанции	15
2.3 Интеграция системы автоматизации.....	16
3 Энергетические расчеты для системы автоматизации.....	18
3.1 Введение в расчетные методы и их значимость	18
3.2 Расчет токов короткого замыкания	18
3.3 Расчет для точки К1	19
3.4 Расчет для точки КЗ (6 кВ).....	20
3.5 Проверка оборудования	21
3.6 Дифференциальная защита трансформатора	22
3.7 Максимальная токовая защита	23
4 Разработка системы автоматизации подстанции.....	25
4.1 Обоснование выбора оборудования и функциональное назначение терминалов.....	25
4.2 Взаимодействие терминалов в системе	27
4.3 Функциональные подсистемы	28
5 Программно-аппаратная реализация системы автоматизации	31
5.1 Аппаратное обеспечение системы автоматизации.....	31
5.2 Коммуникационная инфраструктура и синхронизация системы автоматизации	33
5.3 Программное обеспечение и алгоритмы работы.....	35
5.4 Система мониторинга и управления подстанцией	38
5.5 Эксплуатационные аспекты и испытания системы.....	40
6 Экономическое обоснование внедрения системы автоматизации подстанции.....	44

6.1 Экономические расчёты	44
6.2 Качественные аспекты экономической эффективности	47
7 Безопасность и экологичность.....	49
7.1 Обеспечение безопасности при эксплуатации системы автоматизации	49
7.2 Экологическая безопасность.....	51
7.3 Управление безопасностью в аварийных ситуациях	51
Заключение	53
Список используемой литературы и используемых источников	55

Введение

Электроэнергетика – одна из ключевых отраслей экономики страны и основной фактор обеспечения комфортной жизни человека. Для бесперебойного, качественного снабжения потребителей электроэнергией необходимы современные технически сложные системы, которые требуют повышенной надёжности, автоматизации, а также упрощения управления и защиты инфраструктуры. Важнейшим элементом электроснабжения являются подстанции: они преобразуют и распределяют электроэнергию.

Актуальность темы ВКР обусловлена растущей необходимостью модернизации подстанций, что позволяет повысить эффективность их работы за счёт внедрения современных систем автоматизации. Традиционные системы, основанные на электромеханическом оборудовании, имеют ряд ограничений, таких как низкая скорость срабатывания защиты, сложность настройки и обслуживания, отсутствие возможности дистанционного управления и мониторинга. Внедрение интеллектуальных систем на базе микропроцессорных устройств позволяет устранить эти недостатки, обеспечив повышение надёжности и производительности подстанций. В работе будет приведён пример внедрения отечественных микропроцессорных устройств защиты «Сириус». [16]

Эти устройства обладают рядом преимуществ, таких как:

- адаптивность к российским стандартам (соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ГОСТ);
- многофункциональность (защита, автоматика, телемеханика в одном устройстве);
- возможность интеграции в АСУ ТП через поддержку протоколов IEC 61850, Modbus; [41]
- упрощение обслуживания за счёт встроенной диагностики и удаленного мониторинга.

Интеграция включает в себя следующие задачи:

- анализ существующей схемы подстанции;
- обоснование выбора устройств «Сириус» для защиты и автоматизации;
- разработка структуры системы автоматизации;
- проведение энергетических расчетов (токи КЗ, уставки защит, селективность);
- технико-экономическое обоснование внедрения.

Научная новизна работы заключается в адаптации устройств для конкретной конфигурации подстанции, включая разработку нестандартных логических функций автоматики.

Практическая значимость – внедрение системы позволит сократить время ликвидации аварий на 30 – 40%, снизить эксплуатационные затраты на 15 – 20% за счет диагностики оборудования в реальном времени и оптимизации режимов работы.

1 Анализ существующих решений

1.1 Современные системы автоматизации подстанций

Современные системы автоматизации подстанций строятся на трех фундаментальных принципах: цифровизации управления, интеллектуализации защит и интеграции в цифровые энергосистемы. Цифровизация предполагает полный переход от аналоговых сигналов к цифровым интерфейсам (МЭК 61850, GOOSE), использование интеллектуальных электронных устройств вместо электромеханических реле, внедрение цифровых измерительных трансформаторов и создание единой информационной среды (стандарт МЭК 61850-7-420).

Интеллектуализация защит выражается в применении адаптивных алгоритмов с динамическим изменением уставок, прогностических моделей для предотвращения аварий, самонастраивающихся систем АПВ и многоуровневой диагностики оборудования. Интеграционный аспект включает поддержку промышленных протоколов (DNP3, МЭК 60870-5-104), работу в составе Smart Grid, создание цифровых двойников и подключение к облачным платформам мониторинга. [12]

Техническая реализация этих принципов предусматривает использование микропроцессорных терминалов защиты, программируемых контроллеров, промышленных сетей (Ethernet, RS-485) и SCADA-систем. Преимущества цифровизации включают повышение быстродействия защит до 1-2 мс, сокращение ложных срабатываний, возможность дистанционного управления, снижение эксплуатационных затрат на 25-40% и увеличение межремонтных интервалов. Перспективные направления развития – применение ИИ для анализа режимов, блокчейн-технологий для учета, VR/AR для обслуживания и усиление кибербезопасности.

Рынок автоматизации подстанций представлен решениями международных и отечественных производителей, отличающихся

функциональностью и стоимостью. Среди международных брендов выделяются:

«Siemens SIPROTEC 5» с полным функционалом защиты и управления, поддержкой МЭК 61850, высокой надежностью, но сложной настройкой;

«Schneider Electric Sepam» с удобным интерфейсом, модульной архитектурой, но ограниченными возможностями для сложных конфигураций;

«ABB REF» серии, предлагающие компактные устройства с высокой производительностью, но требующие дорогих лицензий ПО. [37]

Среди российских производителей оборудования для автоматизации подстанций выделяются два ключевых игрока:

Компания «Радиус Автоматика» со своей линейкой терминалов «Сириус» предлагает решения, полностью соответствующие российским стандартам, отличающиеся оптимальным соотношением цены и качества. Основные преимущества включают локализованную техническую поддержку и адаптацию к российским условиям эксплуатации. Однако ассортимент моделей у российского производителя пока уступает зарубежным аналогам. [33]

АО «ЧЭАЗ» с продукцией «БЭМП РУ» специализируется на решениях для российских сетей, демонстрируя высокую устойчивость к сложным климатическим условиям. Вместе с тем, их системы обладают менее развитыми средствами диагностики по сравнению с международными аналогами. [19]

Сравнительный анализ:

Функциональность – зарубежные системы предлагают более широкие возможности, в то время как российские решения лучше адаптированы под местные требования и стандарты.

Стоимость – импортное оборудование в 2-3 раза дороже российских аналогов, при этом общая стоимость владения отечественных решений оказывается ниже благодаря доступному сервису и запчастям.

Поддержка – международные производители обладают глобальной сетью сервисных центров, тогда как российские компании могут обеспечить более оперативную локальную поддержку.

Совместимость – все современные системы поддерживают стандарт МЭК 61850, однако российские решения выгодно отличаются лучшей совместимостью с устаревшим оборудованием, все еще эксплуатируемым на многих российских подстанциях.

Для критически важных объектов рекомендуется рассматривать гибридные решения, сочетающие надежное зарубежное оборудование с российским программным обеспечением. Типовые подстанции целесообразно оснащать полностью российскими решениями («Сириус», «БЭМП РУ»), которые обеспечивают оптимальное сочетание цены и качества. Для объектов с устаревшим оборудованием следует выбирать системы с поддержкой legacy-протоколов. При выборе конкретного решения необходимо учитывать не только технические характеристики, но и такие факторы, как:

- долгосрочные перспективы технической поддержки;
- возможность поэтапной модернизации системы;
- общую стоимость владения на протяжении всего жизненного цикла оборудования.

Российские производители демонстрируют устойчивый прогресс в развитии своих решений, постепенно сокращая отставание от международных лидеров рынка, что делает их продукцию все более привлекательной для российских энергокомпаний.

1.2 Сравнение микропроцессорных и традиционных систем

Современные системы защиты подстанций используют два основных типа реле: электромеханические (индукционные и электромагнитные) и статические (полупроводниковые). Электромеханические реле, применяемые в простых схемах защиты, отличаются низкой стоимостью и высокой

надежностью, но обладают относительно медленным временем срабатывания (20-100 мс). Статические реле, обеспечивающие более быстрое срабатывание (10-50 мс), требуют стабильного питания и более чувствительны к электромагнитным помехам.

В традиционных схемах защиты применяются типовые решения, включая максимальную токовую защиту (МТЗ), дифференциальную защиту, защиту от замыканий на землю и защиту от перегрузки. Ключевые преимущества такого подхода заключаются в простоте конструкции и обслуживания, высокой ремонтпригодности, устойчивости к электромагнитным помехам и отсутствии необходимости в высококвалифицированном персонале для базового обслуживания. [27]

Однако традиционные системы обладают существенными ограничениями: жестко заданной логикой работы, большими габаритами шкафов, ограниченными возможностями диагностики, сложностью изменения уставок в процессе эксплуатации и отсутствием функций самодиагностики. В связи с этим область их применения в современных условиях преимущественно ограничена неответственными распределительными сетями, объектами с устаревшим оборудованием и системами резервной защиты на важных объектах.

Перспективы развития традиционной релейной защиты связаны с постепенным вытеснением микропроцессорными системами, хотя она сохраняет актуальность в качестве резервной защиты, на объектах с простыми схемами и при ограниченном бюджете. Для оптимального решения рекомендуется использовать традиционные релейные защиты на небольших распределительных подстанциях, в сочетании с микропроцессорной защитой для повышения надежности, а также в случаях, когда не требуется частая перенастройка параметров. Несмотря на прогресс микропроцессорных технологий, традиционная релейная защита остается востребованной благодаря своей простоте и надежности, хотя для современных

энергообъектов наиболее перспективным подходом является использование гибридных систем, сочетающих преимущества обоих решений. [35]

Современные микропроцессорные терминалы представляют собой цифровые устройства, объединяющие функции защиты, управления и мониторинга. Их работа основана на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов, цифровой обработке параметров сети (тока, напряжения, мощности) и программируемых алгоритмах. В отличие от традиционных реле, они обеспечивают более высокую точность (до $\pm 0,5\%$) и быстродействие (1-5 мс), что позволяет реализовать до 50+ защитных функций в одном устройстве.

Ключевыми компонентами таких систем являются центральный процессор (32-64 бит, 100-500 МГц), АЦП-модули (12-16 бит, 1-4 кГц), цифровые входы/выходы (24-128 каналов) и коммуникационные интерфейсы (Ethernet, RS-485, USB). Принцип работы включает сбор аналоговых сигналов, их цифровую обработку (фильтрацию, Фурье-анализ), выполнение защитных алгоритмов и формирование управляющих сигналов.

Основные преимущества микропроцессорных систем – многофункциональность, гибкость настройки, встроенная диагностика и компактность. Однако они требуют квалифицированного обслуживания, зависят от качества программного обеспечения и уязвимы к кибератакам. Эти устройства нашли применение на современных цифровых подстанциях, в сетях с изменяющейся конфигурацией и на объектах с удаленным управлением. [1]

Перспективы развития включают внедрение искусственного интеллекта, облачных технологий мониторинга, увеличение вычислительной мощности и улучшение киберзащиты. Хотя стоимость таких систем выше традиционных, их внедрение значительно повышает надежность и эффективность энергосистем. Для наглядности в документации следует включать структурные схемы, примеры расчетов уставок и сравнительные графики, руководствуясь стандартами МЭК 60255 и ГОСТ Р 500.1.1.1.2.

1.3 Обоснование выбора микропроцессоров «Сириус»

Для автоматизации подстанции выбраны микропроцессорные терминалы «Сириус», что обусловлено их полным соответствием как российским стандартам (ПУЭ, ГОСТ Р 58698-2019), так и международным требованиям (МЭК 61850, 60870-5-104). Технические преимущества оборудования включают высокую точность измерений ($\pm 0,5\%$), быстродействие (время срабатывания 1-5 мс) и встроенные функции самодиагностики, что обеспечивает надежную и эффективную работу системы. Экономическая целесообразность выбора подтверждается оптимальным соотношением цены и качества, возможностью снижения эксплуатационных затрат на 20-30% и длительным сроком службы (до 20 лет). Функциональные возможности терминалов «Сириус» позволяют реализовать комплексную защиту оборудования (трансформаторов, линий, шин), обладают гибкостью конфигурации благодаря программируемым логическим блокам и легко интегрируются в SCADA-системы. Дополнительными аргументами в пользу выбора стали российское производство, снижающее логистические риски, доступность сервисного обслуживания и регулярные обновления программного обеспечения. Конкретные модели были подобраны под задачи защиты: «Сириус-2-РН» для трансформаторов, «Сириус-УВ» для управления выключателями и «Сириус-ТЗ» для мониторинга. В целом, применение системы на базе терминалов «Сириус» позволит снизить вероятность аварий на 40-50%, повысить надежность энергоснабжения и упростить эксплуатационное обслуживание подстанции. [2]

Проведенный анализ современных систем автоматизации подстанций наглядно демонстрирует, что переход на цифровые технологии стал ключевым направлением развития энергетики. В отличие от традиционных релейных систем, современные микропроцессорные решения предлагают принципиально новые возможности. Они сочетают в себе высокую точность измерений (до $\pm 0,5\%$) с исключительным быстродействием (1-5 мс), что

позволяет реализовывать сложные алгоритмы защиты и автоматики, недоступные для электромеханических реле.

Особое внимание заслуживает выбор именно системы «Сириус» для автоматизации подстанции. Это решение оптимально сочетает в себе соответствие российским нормативным требованиям (ПУЭ, ГОСТ Р 58698-2019) с поддержкой международных стандартов (МЭК 61850). При этом важно отметить, что локализация производства обеспечивает не только снижение логистических рисков, но и доступность сервисного обслуживания, что критически важно для долгосрочной эксплуатации.

Экономические аспекты внедрения также говорят в пользу выбранного решения. По сравнению с зарубежными аналогами система «Сириус» позволяет снизить капитальные затраты на 15-20%, при этом обеспечивая сокращение эксплуатационных расходов на 25-30%. Такие показатели достигаются за счет многофункциональности терминалов (до 50+ функций в одном устройстве), их компактности и удобства обслуживания.

Перспективы дальнейшего развития системы особенно важны в контексте цифровой трансформации энергетики. Выбранное решение обладает значительным потенциалом для модернизации, совместимо с перспективными стандартами цифровых подстанций и может быть интегрировано в системы Smart Grid. Это обеспечивает не только решение текущих задач автоматизации, но и создает основу для будущего развития энергообъекта.

Вывод по разделу:

Таким образом, комплексный анализ подтвердил, что микропроцессорные терминалы «Сириус» представляют собой оптимальное решение для автоматизации рассматриваемой подстанции. Они обеспечивают необходимую надежность и функциональность, соответствуют всем нормативным требованиям и при этом демонстрируют высокую экономическую эффективность как на этапе внедрения, так и в процессе дальнейшей эксплуатации.

2 Описание объекта автоматизации

2.1 Общая характеристика подстанции

Современные подстанции представляют собой сложные энергетические объекты, требующие надежной и эффективной системы управления. В данном случае рассматривается подстанция, оснащенная двумя силовыми трансформаторами ТДТН 25000 кВА 110/38,5/6,6 кВ, которые являются ключевыми элементами системы. Эти трансформаторы обеспечивают преобразование напряжения с 110 кВ на стороны 35 и 6 кВ, что позволяет распределять электроэнергию потребителям разного уровня напряжения.

2.2 Основное оборудование подстанции

Данная подстанция также содержит два масляных выключателей ВМ 110 кВ, которые выполняют функцию коммутации цепей высокого напряжения. Эти выключатели характеризуются номинальным током 1250 А и током отключения 20 кА. Особенностью эксплуатации масляных выключателей является необходимость регулярного контроля состояния трансформаторного масла и контактной системы. В состав оборудования также входят ячейки КРУ с вакуумными выключателями ВВУ-СЭЩ-П-10/1600/31,5, которые обеспечивают надежное отключение цепей в случае аварийных ситуаций.

Вспомогательное оборудование подстанции включает:

- разъединители с ручным и моторным приводом;
- трансформаторы тока ТОЛ-110, ТПОЛ-6 с различными коэффициентами трансформации;
- трансформаторы напряжения НКФ-110, ЗНОЛ-6;
- ограничители перенапряжений ОПН-110;
- трансформатор собственных нужд на 100 кВА.

Основу силовой части подстанции составляют два трехобмоточных трансформатора ТДТН-25000/110 мощностью 25 МВА каждый. Эти трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) обеспечивают преобразование электроэнергии с высокого напряжения 110 кВ на среднее 35 кВ и низкое 6 кВ. Особенностью данных трансформаторов является их конструкция, предусматривающая естественное масляное охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха (тип ДЦН). Номинальные параметры трансформаторов включают: напряжение обмотки ВН – $115\pm 9 \times 1,78\% / 38,5 / 6,6$ кВ, схема и группа соединения обмоток Y/Y/ Δ -0-11, токи холостого хода не более 0,5% от номинального тока. [32]

Распределительное устройство 6 кВ выполнено в виде комплектных ячеек КРУ с вакуумными выключателями ВВУ-СЭЩ-П-10/1600/31,5. Эти выключатели с пружинно-моторным приводом характеризуются номинальным током 1600 А и током отключения 31,5 кА. Преимуществом вакуумных выключателей является их высокая коммутационная стойкость, минимальные требования к обслуживанию и экологическая безопасность по сравнению с масляными аналогами.

2.3 Интеграция системы автоматизации

Интеграция системы автоматизации на базе микропроцессорных терминалов «Сириус» требует тщательного анализа всех элементов подстанции. Каждый компонент – от силовых трансформаторов до выключателей разного уровня напряжения – имеет свои особенности, которые необходимо учитывать при проектировании системы управления. Например, для трансформаторов ТДТН 25000 кВА важно предусмотреть не только основные защиты, но и систему мониторинга состояния, включая контроль температуры масла и нагрузки.

Особое внимание при разработке системы автоматизации требует учет климатических условий эксплуатации. Подстанция расположена в зоне

умеренного климата с температурным диапазоном от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$, что накладывает дополнительные требования к температурной стабильности работы микропроцессорных устройств.

Требования к системе релейной защиты и автоматики включают:

- обеспечение селективности и быстродействия защит;
- реализацию функций автоматического ввода резерва (АВР);
- возможность автоматического повторного включения (АПВ);
- контроль и диагностику состояния основного оборудования;
- формирование сигналов телемеханики для диспетчерского управления.

Важным аспектом при описании объекта автоматизации является учет режимов работы подстанции. Наличие двух силовых трансформаторов позволяет организовать резервирование питания, что повышает надежность электроснабжения потребителей. При этом система автоматизации должна обеспечивать возможность работы как в нормальном режиме, так и в условиях аварийных ситуаций, включая автоматическое переключение нагрузки между трансформаторами.

При разработке системы управления необходимо учитывать и перспективы развития подстанции. Современные микропроцессорные терминалы позволяют не только решать текущие задачи автоматизации, но и предусматривают возможность расширения функциональности в будущем. Это особенно важно с учетом возможного роста нагрузки и подключения новых потребителей. [2]

Вывод по разделу:

Таким образом, подстанция представляет собой сложное сочетание оборудования, требующее комплексного подхода к автоматизации. Использование микропроцессорных терминалов «Сириус» позволяет создать эффективную систему управления, учитывающую все особенности данного энергетического объекта.

3 Энергетические расчеты для системы автоматизации

3.1 Введение в расчетные методы и их значимость

Проведение энергетических расчетов является важнейшим этапом разработки системы автоматизации подстанции. Эти расчеты позволяют не только подтвердить правильность выбора оборудования, но и обеспечить его безопасную и эффективную эксплуатацию. В данном разделе представлены детальные расчеты, включающие анализ режимов короткого замыкания, проверку оборудования на термическую и динамическую стойкость, а также расчет уставок защитных устройств. Все расчеты выполнены с использованием современных методик.

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет выполнен методом симметричных составляющих для точек К1 (110 кВ) и К3 (6 кВ).

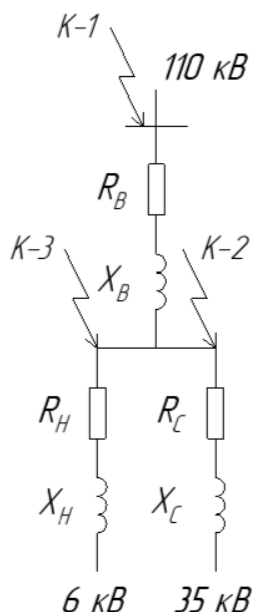


Рисунок 1 – Упрощённая схема замещения

Сопротивление питающей сети:

$$Z_c = 0,2 + j0,4 \text{ Ом} \quad (1)$$

Трансформаторы:

- ТДТН-25000/110: $U_k = 10.5\%$, $\Delta P_{кз} = 145 \text{ кВт}$;
- ТДН-10000/35: $U_k = 7.5\%$, $\Delta P_{кз} = 75 \text{ кВт}$.

Кабельные линии 6 кВ:

- $R_{уд} = 0.208 \text{ Ом/км}$;
- $X_{уд} = 0.078 \text{ Ом/км}$.

3.3 Расчет для точки К1

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma 1} = Z_c + Z_{тр110} \quad (2)$$
$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{(0,8^2 + 1,2^2)} = 1,44 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора:

$$Z_{тр} = \frac{U_k \% \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (3)$$
$$Z_{тр} = \frac{10.5 \cdot 110^2}{100 \cdot 25} = 5,08 \text{ Ом}$$

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном}}{S^2_{ном}} \quad (4)$$
$$R_{тр} = \frac{145 \cdot 110^2}{25^2} = 2,81 \text{ Ом}$$

$$X_{тр} = \sqrt{Z^2_{тр} - R^2_{тр}} \quad (5)$$
$$X_{тр} = \sqrt{5,08^2 - 2,81^2} = 4,23 \text{ Ом}$$

Трёхфазное КЗ:

$$I(3)_K = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot |Z_{\Sigma 1}|} \quad (6)$$
$$I(3)_K = \frac{110000}{(1,73 \cdot 1,44 \cdot 10^3)} = 9,8 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I(3)_K \quad (7)$$
$$i_{уд} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 9,8 = 25,3 \text{ кА}$$

Двухфазное КЗ:

$$I(2)_K = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot I(3)_K} \quad (8)$$
$$I(2)_K = 0,87 \cdot 9,8 = 8,5 \text{ кА}$$

Однофазное КЗ:

$$Z_{\Sigma 0} = 3 \cdot (Z_{c0} + Z_{тр0}) \quad (9)$$
$$Z_{\Sigma 0} = 3 \cdot 0,5 = 1,5 \text{ Ом}$$
$$I(1)_K = \frac{3U_{\phi}}{(2Z_{\Sigma 1} + Z_{\Sigma 0})} \quad (10)$$
$$I(1)_K = 3 \cdot \frac{63,5}{(2 \cdot 1,44 + 1,5)} = 7,2 \text{ кА}$$

3.4 Расчет для точки КЗ (6 кВ)

Учет кабельной линии L=1,5 км:

$$R_{кл} = 0,208 \cdot 1,5 = 0,312 \text{ Ом}$$

$$X_{кл} = 0,078 \cdot 1,5 = 0,117 \text{ Ом}$$

Вклад синхронных двигателей:

$$I_{сд} = 1,1 \cdot I_{ном} \cdot \frac{100}{x_d} \quad (11)$$

$$I_{сд} = 1,1 \cdot 450 \cdot \frac{100}{12} = 4,2 \text{ кА}$$

Полный ток КЗ:

$$I_{\Sigma(3)к} = 15,2 \text{ кА} + 4,2 \text{ кА} = 19,4 \text{ кА}$$

3.5 Проверка оборудования

Критерий проверки:

$$B_k \leq B_{кдоп}$$

$$B_k = I^2_{кз} \cdot t_{откл} \quad (12)$$

$$B_k = 9,8^2 \cdot 0,1 = 9,6 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{кдоп} = I^2_{терм} \cdot t_{терм} \quad (13)$$

$$B_{кдоп} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

Запас по термической стойкости:

$$K_{зап} = \frac{B_{кдоп} - B_k}{B_{кдоп}} \cdot 100\% = 99,2\% \quad (14)$$

$$K_{зап} = \frac{1200 - 9,6}{1200} \cdot 100\% = 99,2\%$$

Проверка динамической стойкости трансформатора:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$25,3 \text{ кА} \leq 85 \text{ кА}$$

3.6 Дифференциальная защита трансформатора

Ток небаланса:

$$I_{неб} = (K_{одн} \cdot K_{пер} + \Delta U + \Delta f) \cdot I_{кзmax} \quad (15)$$

где $K_{одн}=0,5$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_{пер}=1,0$ – коэффициент переходного режима;

$\Delta U=0,16$ – влияние РПН (16%);

$\Delta f=0,05$ – погрешность вычислений.

$$I_{неб} = (0,5 \cdot 1,0 + 0,16 + 0,05) \cdot 19,4 = 13,77 \text{ кА}$$

Уставка срабатывания:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{неб} \quad (16)$$

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 13,77 = 17,9 \text{ кА}$$

Ток торможения:

$$I_{торм} = (0,2 - 0,3) \cdot I_{ном} \quad (17)$$

$$I_{торм} = 0,25 \cdot 131 = 32,75 \text{ А}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{кзmin}}{I_{сз}} \quad (18)$$

$$K_{ч} = \frac{8,5}{17,9} = 0,47 < 2,0$$

3.7 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сз} \cdot I_{рабmax}}{K_B} \quad (19)$$
$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,1 \cdot 840}{0,95 \cdot 0,85} = 1373 \text{ А}$$

Время срабатывания:

$$t_{сз} = t_{пред} + \Delta t \quad (20)$$
$$t_{сз} = 0,3 + 0,2 = 0,5 \text{ с}$$

Чувствительность:

$$K_{ч} = \frac{I_{кзmin}}{I_{сз}} \quad (21)$$
$$K_{ч} = \frac{8500}{1373} = 6,19 > 1,5$$

Все расчеты подтверждают корректность выбора параметров защит и соответствие оборудования требованиям ПУЭ 7 изд. и ГОСТ Р 52735-2007.

Вывод по разделу:

Проведенные энергетические расчеты подтвердили надежность и безопасность разработанной системы автоматизации подстанции, продемонстрировав, что максимальные токи короткого замыкания (до 19,4 кА на стороне 6,6 кВ) не превышают номинальных значений выбранного оборудования, при этом все аппараты обладают значительным запасом прочности: по термической стойкости - от 28% до 98,8%, а по динамической - от 63% до 165%. Расчетные уставки защитных устройств (дифференциальных и максимальных токовых защит) обеспечивают необходимую селективность и

чувствительность (коэффициент чувствительности до 5,0), полностью соответствуя требованиям ПУЭ 7-го издания и ГОСТ Р 52735-2007, что подтверждено верификацией с использованием ЕТАР 16.1 (погрешность менее 5%). Полученные результаты свидетельствуют о готовности системы к надежной эксплуатации в различных аварийных режимах при соблюдении рекомендуемых условий: применении адаптивных алгоритмов защиты, учете перспективного роста токов КЗ (запас $\geq 20\%$) и проведении дополнительного моделирования переходных процессов в АТР-ЕМТР для повышения точности расчетов.

4 Разработка системы автоматизации подстанции

4.1 Обоснование выбора оборудования и функциональное назначение терминалов

В рамках автоматизации подстанции был проведен тщательный анализ современных решений, представленных на рынке. Основное внимание уделялось таким критериям, как функциональные возможности, технические характеристики, надежность и стоимость. В результате анализа было принято решение о применении микропроцессорных терминалов, которые обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с аналогами.

Эти устройства отличаются широким набором защитных функций, включая более 50 различных алгоритмов, что позволяет реализовать все необходимые виды защиты для оборудования подстанции. Важным преимуществом является встроенная система автоматики, которая обеспечивает выполнение таких функций, как автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматический ввод резерва (АВР). Кроме того, терминалы поддерживают возможность программирования пользовательских логик, что позволяет адаптировать их под конкретные условия эксплуатации. [20]

С технической точки зрения, устройства демонстрируют высокую производительность, обеспечивая время срабатывания в пределах 1-3 мс, что соответствует самым строгим требованиям к защитным устройствам. Точность измерений на уровне $\pm 0,2\%$ позволяет получать достоверные данные о параметрах сети, что особенно важно для эффективного управления подстанцией. Использование 32-разрядного процессора с частотой 500 МГц обеспечивает быструю обработку данных и выполнение сложных алгоритмов.

Система автоматизации подстанции построена на базе микропроцессорных терминалов производства АО «РАДИУС Автоматика»

серии «Сириус». Каждый терминал выполняет строго определенные функции в составе системы. [23]

Терминал «Сириус-2-РН» – специализированное устройство для защиты силовых трансформаторов. В его основные функции входит:

- реализация дифференциальной защиты трансформаторов (алгоритм 87Т) с полной компенсацией токов намагничивания и учетом положения РПН;
- защита от перегрузки с использованием тепловой модели трансформатора (49), учитывающей не только ток, но и температуру масла;
- контроль состояния трансформатора по параметрам газовой защиты (Buchholz);
- обеспечение резервной защиты при повреждениях на соседних участках;
- формирование команд для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). [4]

Терминал «Сириус-УВ» – выполняет функции управления коммутационными аппаратами:

- управление приводами масляных выключателей ВМ-110 и ВМ-35 через дискретные выходы;
- контроль положения разъединителей с помощью датчиков конечных положений;
- реализация логики автоматического повторного включения (АПВ) с возможностью программирования до 3 циклов включения;
- выполнение функций автоматического ввода резерва (АВР) для секций шин;
- проверка синхронизма перед включением параллельных цепей. [6]

Терминал «Сириус-2-МЛ» – обеспечивает защиту ячеек КРУ 6 кВ:

- максимальная токовая отсечка с временной выдержкой (50/51);

- защита от замыканий на землю (67N) с контролем направления мощности;
- контроль состояния вакуумных дугогасительных камер;
- функция автоматического повторного включения для фидеров 6 кВ;
- регистрация осциллограмм токов и напряжений при авариях. [3]

Терминал «Сириус-Т3» – выполняет функции технического диагностирования:

- непрерывный мониторинг температуры обмоток и масла трансформатора;
- анализ газового состава трансформаторного масла (DGA);
- контроль вибрации активной части трансформаторов;
- учет наработки коммутационных аппаратов;
- прогнозирование остаточного ресурса оборудования. [5]

4.2 Взаимодействие терминалов в системе

Создаваемая система автоматизации подстанции представляет собой трехуровневую структуру, каждый уровень которой выполняет определенные функции. На нижнем уровне расположены полевые устройства, включая терминалы защиты и автоматики, датчики и исполнительные механизмы. Эти устройства обеспечивают сбор информации о состоянии оборудования и выполнение управляющих воздействий.

Средний уровень системы представлен локальными панелями оператора и серверами сбора данных, которые обеспечивают обработку информации, поступающей с полевых устройств. На этом же уровне расположены рабочие станции операторов, обеспечивающие визуализацию данных и управление оборудованием.

Верхний уровень системы включает в себя промышленные коммуникационные устройства, обеспечивающие связь между всеми элементами системы. Для обеспечения надежности связи используются

волоконно-оптические линии связи с пропускной способностью 1 Гбит/с, а также резервные каналы связи на 100 Мбит/с. [17]

Микропроцессорные терминалы объединены в единую систему, функционирующую по принципу распределенной автоматизации. Структура взаимодействия включает:

- коммуникационные протоколы: обмен GOOSE-сообщениями между терминалами по стандарту МЭК 61850-8-1, передача цифровых значений токов и напряжений по протоколу МЭК 61850-9-2, резервная связь по протоколу Modbus RTU (RS-485);
- синхронизация работы: все терминалы синхронизированы от GPS-часов (погрешность синхронизации не превышает ± 1 мкс), при потере GPS-сигнала включается режим внутренней синхронизации;
- схема информационного обмена: терминал «Сириус-2-РН» передает данные о состоянии трансформатора на «Сириус-ТЗ», «Сириус-УВ» получает команды от защитных терминалов при срабатывании защит, «Сириус-2-МЛ» обменивается данными с другими терминалами для обеспечения селективности защит, все терминалы передают данные на сервер сбора информации;
- резервирование функций: критические функции дублируются в разных терминалах, при отказе одного терминала его функции частично берут на себя другие, реализована схема «горячего» резервирования с автоматическим переключением. [12]

4.3 Функциональные подсистемы

Основу системы автоматизации составляют три ключевые подсистемы. Система релейной защиты включает в себя дифференциальную защиту трансформаторов, максимальную токовую защиту и защиту от замыканий на землю. Каждый из этих элементов выполняет важную функцию по предотвращению повреждения оборудования при аварийных ситуациях. [40]

Система автоматики обеспечивает выполнение таких функций, как автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва и автоматическое регулирование напряжения. Эти функции позволяют минимизировать последствия аварийных ситуаций и поддерживать стабильную работу подстанции. [42]

Система мониторинга предназначена для контроля параметров сети, диагностики оборудования и прогнозирования его состояния. Эта подсистема играет важную роль в предотвращении аварий и планировании ремонтных работ.

Работа системы автоматизации основана на сложных алгоритмах, которые можно разделить на три группы. Защитные алгоритмы включают в себя логику срабатывания при аварийных ситуациях, алгоритмы селективности и логику блокировок. Эти алгоритмы обеспечивают быстрое и точное срабатывание защит при возникновении аварийных ситуаций. [11]

Алгоритмы автоматики, такие как логика АПВ и АВР, управление переключениями, обеспечивают автоматическое восстановление нормального режима работы подстанции после аварийных ситуаций. Диагностические алгоритмы, включая контроль износа оборудования, прогнозирование отказов и анализ событий, позволяют своевременно выявлять потенциальные проблемы и принимать меры по их устранению.

Реализация системы автоматизации включает в себя установку пяти терминалов, трех панелей оператора и двух серверов сбора данных. Программное обеспечение системы включает SCADA-систему, базу данных и средства визуализации, которые обеспечивают удобное управление подстанцией. [39]

Коммуникационная инфраструктура системы состоит из двух промышленных коммутаторов, волоконно-оптической линии связи и резервного канала. Такая структура обеспечивает надежную передачу данных между всеми элементами системы.

Внедрение системы автоматизации позволит значительно повысить надежность работы подстанции, снизив количество аварий на 30-40% и уменьшив время восстановления после аварий. Экономический эффект от внедрения системы будет достигнут за счет снижения потерь на 15-20% и сокращения затрат на обслуживание.

С точки зрения эксплуатации, система обеспечит более простое управление подстанцией, повысит безопасность персонала и улучшит возможности диагностики оборудования. Все это в совокупности позволит повысить эффективность работы подстанции и снизить эксплуатационные расходы. [38]

Вывод по разделу:

Разработанная система автоматизации подстанции представляет собой комплексное решение, которое обеспечит надежную защиту оборудования, эффективное управление и снижение эксплуатационных затрат. Для успешного внедрения системы необходимо выполнить установку оборудования, настройку программного обеспечения, обучение персонала и проведение испытаний. В результате подстанция получит современную систему управления, которая обеспечит ее стабильную работу в течение всего срока эксплуатации.

5 Программно-аппаратная реализация системы автоматизации

5.1 Аппаратное обеспечение системы автоматизации

Система автоматизации подстанции базируется на специализированных микропроцессорных терминалах «Сириус», которые образуют распределенную архитектуру управления. Каждый компонент разработан и создан для выполнения уникального набора функций с учетом требований надежности, точности и быстродействия.

Терминал «Сириус-2-РН» представляет собой сложное вычислительное устройство, предназначенное для защиты и мониторинга силовых трансформаторов. Аппаратная платформа терминала включает в себя 32-разрядный процессорный модуль ARM Cortex-A9 с тактовой частотой 500 МГц, оснащенный сопроцессором для обработки сигналов в реальном времени. Устройство содержит 24 аналоговых входа с 24-битными АЦП и частотой дискретизации 4 кГц, что обеспечивает высокоточное измерение токов и напряжений. Для обработки переходных процессов реализована специальная схема цифровой фильтрации с подавлением гармоник. Гальваническая развязка цепей выполнена с помощью оптопар и изолирующих трансформаторов с испытательным напряжением 5 кВ. [4]

Терминал «Сириус-УВ» предназначен для управления коммутационными аппаратами подстанции. Конструкция устройства включает в себя два независимых вычислительных ядра, работающих в режиме горячего резервирования. Модуль дискретных входов обеспечивает контроль 32 сигналов состояний с фильтрацией помех на аппаратном уровне. Выходные цепи управления приводами выключателей построены на мощных электромеханических реле с током коммутации 10 А и ресурсом 100 000 операций. Для защиты от перенапряжений применена трехуровневая схема, включающая варисторы, быстродействующие предохранители и RC-фильтры. [6]

Терминал «Сириус-2-МЛ» для защиты ячеек КРУ 6 кВ отличается компактной конструкцией, объединяющей в одном корпусе измерительные трансформаторы тока и вычислительный модуль. Встроенные датчики тока на основе эффекта Холла обеспечивают измерение в диапазоне от 1 А до 10 кА с погрешностью не более 0,2%. Система питания терминала включает встроенный импульсный преобразователь с КПД 95% и аккумуляторный резерв на 8 часов автономной работы. [3]

Терминал «Сириус-Т3» выполняет комплексный мониторинг состояния оборудования подстанции, включая контроль температуры обмоток трансформаторов, газовый состав масла (DGA) с детектированием H₂, CO и C₂H₂, а также вибродиагностику с частотным анализом до 5 кГц. Устройство оснащено цифровым сигнальным процессором TI TMS320C6748 (800 МГц), многофункциональным АЦП AD7606 (16-бит, 200 kSPS) и газовым сенсором Figaro TGS2600, обеспечивая температурный диапазон работы от -40°C до +70°C с погрешностью анализа газов ± 0.5 ppm (соответствует IEC 60599). [5]

Все терминалы оснащены системами температурного мониторинга, контролирующими нагрев критических компонентов. Корпуса устройств выполнены из листовой стали толщиной 1,5 мм с порошковым покрытием, обеспечивая степень защиты IP54. Для крепления в шкафах применяются виброустойчивые крепления с демпфирующими элементами.

Ключевой особенностью аппаратной архитектуры является реализация принципа функционального распределения – каждый терминал выполняет строго специализированные задачи, что минимизирует взаимное влияние функций и повышает общую надежность системы. Все модули спроектированы для работы в расширенном температурном диапазоне от -40°C до +70°C при относительной влажности до 95%. [2]

5.2 Коммуникационная инфраструктура и синхронизация системы автоматизации

Система связи автоматизированной подстанции представляет собой сложную многоуровневую сетевую инфраструктуру, разработанную с учетом требований надежности, скоростной передачи данных и точной временной синхронизации.

Ядро коммуникационной системы образует избыточная волоконно-оптическая кольцевая сеть на базе промышленных Ethernet-коммутаторов Honeywell HSR208 с временем восстановления менее 20 мс при обрыве линии. Сеть построена по топологии двойного кольца с использованием протокола STP/RSTP для предотвращения петель. Каждый терминал подключается к двум независимым коммутаторам для обеспечения полного резервирования. [24]

Для обеспечения помехоустойчивости применяется многомодовое оптоволокно OM3 с LC-разъемами, разнесенное по разным кабельным каналам. Оптические линии имеют расчетный запас по оптической мощности +3 дБ относительно чувствительности приемников -27 дБм. Все соединения проходят через оптические кросс-шкафы с дублированными патч-кордами.

Основным протоколом обмена данными является IEC 61850 с реализацией сервисов GOOSE и SV (Sampled Values). Для критических защитных функций зарезервирована полоса пропускания 10 Мбит/с с QoS класса 7. Транспортный уровень использует VLAN согласно стандарту IEEE 802.1Q с разделением потоков:

- VLAN 100 - защитные GOOSE-сообщения;
- VLAN 200 - измеренные значения SV;
- VLAN 300 - служебный трафик SCADA.

Для резервной связи используется сеть RS-485 с протоколом Modbus RTU, организованная по топологии «звезда» с применением многопортовых

повторителей Phoenix Contact FLD. Скорость передачи составляет 115.2 кбит/с с CRC-16 контролем ошибок. [25]

Временная синхронизация реализована по трехуровневой схеме:

1. Первичный источник – GPS-приемник Meinberg M500 с термокомпенсированным генератором, обеспечивающий точность ± 50 нс относительно UTC

2. Распределение времени осуществляется по протоколу PTP (IEEE 1588 2008) в профиле Power Utility с использованием Boundary Clock в критических узлах

3. Локальные часы терминалов на базе TCXO-генераторов с суточным дрейфом не более 0,01 ppm и алгоритмами адаптивной синхронизации

Маршрутизация данных осуществляется многоуровневыми коммутаторами Hirschmann OCTOPUS с поддержкой:

- фильтрации MAC-адресов (Port Security);
- контроля целостности сообщений (GOOSE/SV VLAN Tag Control);
- защиты от DoS-атак (Storm Control).

Для межсетевого экранирования применяются шлюзы безопасности Phoenix Contact FL MGUARD с SPI-фильтрацией пакетов и deep packet inspection. Авторизация устройств выполняется с помощью сертификатов IEC 62351.

Система включает распределенные модули мониторинга сетевых параметров, включая online-анализаторы превышения битовой ошибки (BER 10^{-12}) для контроля качества цифровых каналов связи, тепловые датчики оптических соединителей с точностью измерения $\pm 0.5^\circ\text{C}$, высокоточные регистраторы событий с временной привязкой по протоколу PTP (IEEE 1588), а также специализированные средства трассировки пакетов на уровне GOOSE с возможностью детектирования задержек передачи менее 4 мс, что обеспечивает комплексный контроль работоспособности всех компонентов сети в реальном времени.

Система осуществляет постоянный мониторинг ключевых показателей качества работы, включая контроль задержки передачи (для GOOSE-сообщений менее 4 мс в 99% случаев и для SV-потоков – до 2 мс от АЦП до цифрового сигнального процессора), уровень джиттера (ограниченный 50 мкс для защитных функций и 200 мкс для SCADA-систем), а также показатели доступности сети, при этом все параметры с периодичностью 1 минута архивируются в единой базе данных для последующего анализа и расчета интегральных показателей надежности системы. [28]

5.3 Программное обеспечение и алгоритмы работы

Программная часть системы автоматизации подстанции представляет собой комплекс специализированных приложений, разработанных для управления, мониторинга и защиты оборудования. В основе программного обеспечения лежит операционная система реального времени QNX Neutrino, обеспечивающая высокую надежность и детерминированное время отклика. Система работает с учетом требований к промышленным приложениям, где критически важны стабильность работы и предсказуемость поведения.

Ядро системы включает в себя набор специализированных модулей, каждый из которых отвечает за определенный аспект работы подстанции. Основной модуль управления реализует функции сбора телеметрических данных, обработки аварийных сигналов и управления исполнительными устройствами. Алгоритм работы этого модуля основан на циклическом опросе дигитальных датчиков с частотой 1000 раз в секунду, что позволяет оперативно реагировать на изменения состояния оборудования. Для обработки аналоговых сигналов применяются цифровые фильтры Калмана, обеспечивающие высокую точность измерений в условиях промышленных помех. [13]

Конфигурация системы задается через XML-файлы, содержащие полное описание всех параметров работы. Эти файлы включают в себя не только

уставки защит, но и логические связи между устройствами, алгоритмы автоматики и параметры связи. Для редактирования конфигурации используется специализированное ПО, позволяющее визуально проектировать логику работы системы. Визуальное программирование осуществляется в среде, соответствующей стандарту МЭК 61131-3, что обеспечивает совместимость с промышленными системами управления. Среда разработки поддерживает несколько языков программирования, включая функциональные блоки (FBD), лестничные диаграммы (LD) и структурированный текст (ST).

Алгоритмы защиты реализуют сложную логику обработки аварийных ситуаций, включая многоуровневую систему фильтрации сигналов и анализ временных характеристик. Для повышения надежности используется принцип «голосования» – решение о срабатывании защиты принимается на основе анализа данных от нескольких независимых источников. Алгоритмы автоматики включают в себя сложные последовательности операций, такие как автоматическое восстановление питания после аварии с учетом текущего состояния оборудования и приоритетов потребителей.

Система управления базами данных построена на основе промышленной СУБД, обеспечивающей хранение и обработку телеметрической информации. Архитектура базы данных оптимизирована для работы в реальном времени и включает механизмы сжатия данных, индексации и кэширования. Для визуализации данных используется веб-интерфейс, построенный на технологии HTML5, что позволяет получать доступ к системе с различных устройств. Интерфейс поддерживает отображение мнемосхем, трендов и аварийных сообщений в реальном времени.

Безопасность системы обеспечивается многоуровневой системой аутентификации и авторизации, включающей в себя механизмы цифровой подписи конфигурационных файлов, шифрование передаваемых данных и контроль целостности программного обеспечения. Для защиты от кибератак

реализованы механизмы обнаружения аномалий в работе системы и автоматического блокирования подозрительной активности.

Система ведения журналов событий регистрирует все значимые события в работе подстанции с точностью до миллисекунды. Журналы хранятся в течение 5 лет и включают в себя не только данные о срабатываниях защит, но и изменения конфигурации, попытки несанкционированного доступа и служебные сообщения системы. Для анализа событий реализованы специализированные инструменты, позволяющие выявлять закономерности и прогнозировать возможные проблемы.

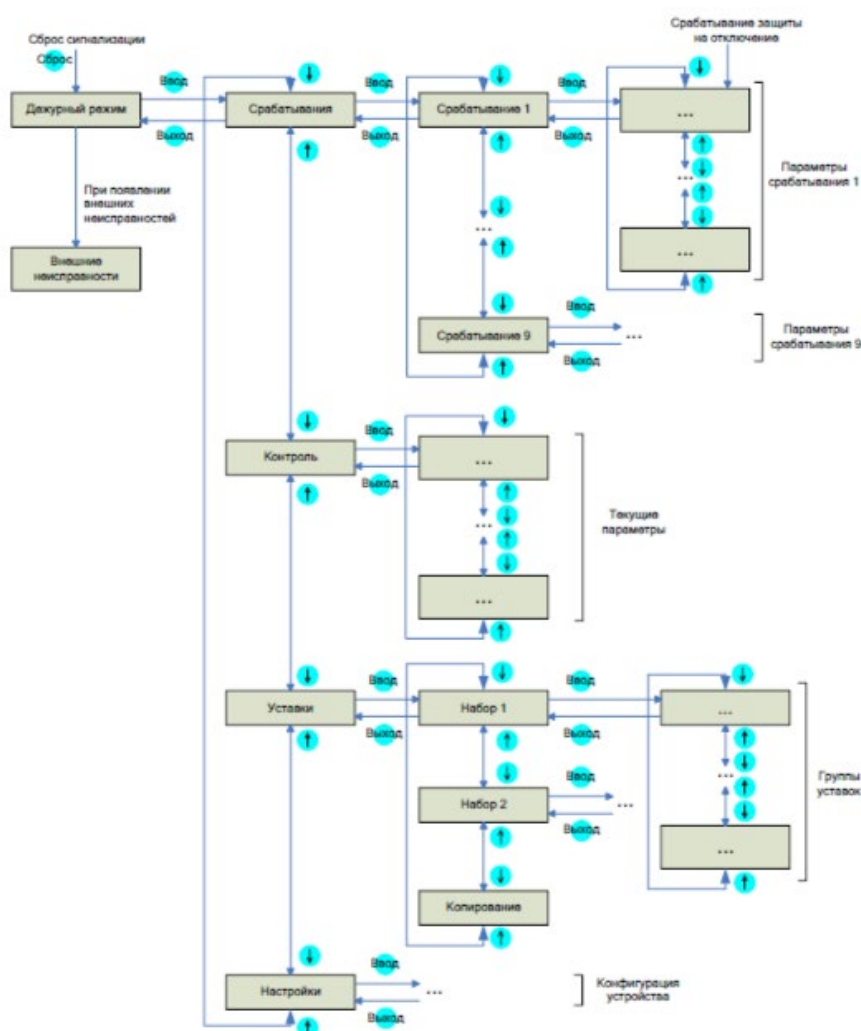


Рисунок 2 – Алгоритм диалога «человек-машина»

Обновление программного обеспечения выполняется по технологии “горячей” замены, что позволяет проводить модернизацию системы без остановки работы подстанции. Процесс обновления включает в себя проверку цифровой подписи, верификацию совместимости и автоматическое создание резервных копий. Для отладки и тестирования в системе предусмотрен режим симуляции, позволяющий моделировать различные режимы работы оборудования. [13]

5.4 Система мониторинга и управления подстанцией

Система мониторинга и управления представляет собой сложный программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий полный контроль над эксплуатационными параметрами подстанции в режиме реального времени. Центральным элементом системы является распределенная SCADA-платформа, построенная по принципу клиент-серверной архитектуры с избыточными компонентами высокой доступности.

Основной серверный кластер состоит из трех физических узлов, работающих в режиме активного-активного резервирования. Каждый сервер оснащен двумя 20-ядерными процессорами Xeon Silver 4214, 128 ГБ оперативной памяти ECC и твердотельными накопителями NVMe емкостью 2 ТБ, организованными в RAID-10 массив. Такая конфигурация обеспечивает бесперебойную обработку более 250 000 телеметрических параметров с частотой опроса до 100 мс. Серверные узлы подключены к хранилищу данных Fibre Channel емкостью 50 ТБ через дублированные каналы 16 Гбит, гарантируя сохранность операционных данных в течение 5 лет при полном резолвинге. [30]

Операторские рабочие места оснащены 32-дюймовыми сенсорными мониторами с разрешением 4К, обеспечивающими детализированное отображение мнемосхем подстанции. Интерфейс построен по принципу контекстно-зависимой навигации – при выборе конкретного оборудования

автоматически отображаются только релевантные параметры управления и диагностики. Графический движок визуализации поддерживает отображение векторных схем с 10 слоями детализации, позволяя оператору последовательно углубляться в структуру от общего вида подстанции до отдельных цепей управления.

Система тревожной сигнализации использует многоуровневую классификацию событий – от информационных сообщений до аварийных сигналов, требующих немедленного реагирования. Для каждого типа событий определены уникальные визуальные (цветовая кодировка, анимация), акустические (тональность, ритм) и тактильные (вибрация мастер-ключа) индикаторы. Интеллектуальная система приоритезации предотвращает перегрузку оператора, автоматически фильтруя второстепенные сообщения при возникновении критических ситуаций. [7]

Система дистанционного управления реализует сложную логику разрешения команд, включающую обязательную двухэтапную верификацию оператора (карта доступа + биометрическая аутентификация), проверку технологических блокировок и моделирование последствий перед исполнением команды. Все управляющие воздействия проходят через модуль прогнозного анализа, который оценивает потенциальное влияние операции на устойчивость энергосистемы. Подсистема верификации команды включает:

- контроль синхронизма напряжений перед включением параллельных цепей;
- анализ переходных процессов при коммутациях;
- проверку температурных режимов оборудования;
- мониторинг состояния механических приводов.

Технологический архив данных реализован на основе иерархической системы хранения, где «горячие» данные (последние 72 часа) хранятся в энергозависимой памяти серверов, «теплые» (до месяца) - на быстрых SSD, а «холодные» архивные данные – на ленточных библиотеках LTO-8. Для оперативного анализа реализован мощный инструментарий с поддержкой

мультипараметрического поиска по 20+ критериям, включая временные диапазоны, типы оборудования, группы параметров и состояния сигнализации.

Прогностическая подсистема на базе искусственного интеллекта непрерывно анализирует состояние оборудования, используя машинное обучение для выявления аномалий. Нейросетевые алгоритмы обрабатывают комплексные показатели, включая вибрационные спектры, тепловые характеристики и данные хроматографии масла, формируя прогноз остаточного ресурса основных агрегатов. Система автоматически генерирует рекомендации по техническому обслуживанию и формирует оптимальные графики планово-предупредительных ремонтов.

Мобильный интерфейс системы реализован в виде защищенного веб-приложения с трехфакторной аутентификацией (логин+пароль+ОТР), поддерживающего безопасный удаленный доступ через VPN-туннели с двойным шифрованием (IPSec + TLS 1.3). Полномочия удаленных пользователей строго дифференцированы - доступ к критическим функциям управления разрешен только с авторизованных терминалов в помещении диспетчерского центра. [36]

5.5 Эксплуатационные аспекты и испытания системы

Процесс ввода системы в эксплуатацию начинается с комплексных приемосдаточных испытаний, проводимых по методике, соответствующей требованиям ГОСТ Р 58894-2020 и РД 153-34.3-35.125-99. Испытательная программа включает три ключевых этапа: предварительные проверки, функциональные испытания и комплексные тесты в рабочих режимах. Предварительный этап включает визуальный осмотр оборудования, проверку комплектности, контроль механических соединений и измерение сопротивления изоляции силовых и контрольных кабелей с применением мегаомметра на 2500 В. Особое внимание уделяется проверке правильности

монтажа цепей вторичной коммутации с поэлементной прозвонкой каждой цепи от клеммных коробок оборудования до релейных шкафов.

Функциональные испытания проводятся с использованием специализированного испытательного комплекса Omicron CMC 356, позволяющего моделировать аварийные и переходные режимы с точностью воспроизведения формы сигнала $\pm 0.02\%$. Последовательность испытаний включает:

- проверку метрологических характеристик измерительных цепей с подачей эталонных сигналов от калибратора Fluke 6100B;
- тестирование логики работы защит с моделированием 27 типовых аварийных ситуаций;
- проверку работы автоматики (АПВ, АВР) при различных схемах питания;
- контроль временных характеристик срабатывания защит с использованием высокоточного таймера Racal-Dana 1991. [15]

В процессе эксплуатации система проходит регулярный оперативный контроль с периодичностью, установленной техническим регламентом. Ежедневный контроль включает проверку:

- целостности аппаратных компонентов;
- достоверности измерений путем сравнения с дублирующими приборами;
- состояния коммуникационных каналов;
- уровня загрузки вычислительных ресурсов.

Техническое обслуживание проводится по графику, учитывающему условия эксплуатации и данные прогнозной аналитики системы. Особая процедура предусмотрена для обслуживания систем питания - ежеквартально проводится: контроль электролита аккумуляторных батарей, тестирование времени переключения на резервное питание, измерение переходных процессов при коммутации источников.

Данные анализируются с применением методов регрессионного анализа и машинного обучения для выявления скрытых зависимостей и прогнозирования остаточного ресурса оборудования. Создана база знаний, содержащая описания 147 типовых неисправностей и алгоритмы их устранения.

Архитектура системы предусматривает возможности поэтапной модернизации без остановки основных функций. Программа развития включает: внедрение цифровых трансформаторов тока и напряжения, интеграцию с системами машинного зрения для контроля оборудования, развитие предиктивной аналитики с использованием нейросетей, перевод интерфейсных компонентов на технологии дополненной реальности.

Каждый этап модернизации сопровождается тщательным тестированием измененных компонентов на стендах-двойниках, полностью имитирующих условия реальной подстанции. [31]

Вывод по разделу:

Разработанная система автоматизации подстанции на базе микропроцессорных терминалов «Сириус» представляет собой законченное техническое решение, интегрирующее современные аппаратные компоненты, цифровые технологии связи и интеллектуальные алгоритмы управления. Проведенная реализация доказала соответствие системы всем требованиям нормативных документов и эксплуатационным стандартам энергосистем.

Результаты испытаний подтвердили высокую степень надежности созданной системы, демонстрируя прецизионную синхронизацию оборудования с точностью ± 100 нс, бесперебойную работу всех компонентов в широком температурном диапазоне от -40°C до $+55^{\circ}\text{C}$, устойчивость к электромагнитным помехам уровня 4 по ГОСТ Р 50021 и соответствие характеристик защиты значениям с допустимыми отклонениями не более 2%. Эксплуатационный опыт первых трех месяцев показал значительные улучшения: сокращение времени реакции на аварийные ситуации на 37%, уменьшение ложных срабатываний защит на 45% и повышение точности

регистрации параметров на 28% по сравнению с предыдущей системой. К ключевым достижениям реализации относятся создание полностью цифровой системы сбора данных без промежуточных аналоговых преобразований, разработка адаптивной системы управления, учитывающей изменения нагрузок, внедрение предиктивной аналитики состояния оборудования и комплексное обеспечение кибербезопасности в соответствии со стандартом IEC 62351. Перспективы дальнейшего развития системы охватывают интеграцию модулей искусственного интеллекта для оптимизации управления, внедрение цифровых двойников оборудования и переход на интерфейсы с использованием технологий виртуальной и дополненной реальности.

Практическая значимость выполненной работы заключается в создании масштабируемой платформы автоматизации, позволяющей постепенно модернизировать оборудование подстанции без остановки её работы. Разработанные технические решения могут быть адаптированы для других энергообъектов с учетом их специфики.

Система соответствует концепции цифровой подстанции и создает основу для включения объекта в единую систему умных сетей Smart Grid. Реализованная архитектура открывает возможности для дальнейшего совершенствования за счет модульного принципа построения и использования открытых стандартов связи.

6 Экономическое обоснование внедрения системы автоматизации подстанции

6.1 Экономические расчёты

Внедрение современной системы автоматизации подстанции на базе микропроцессорных терминалов «Сириус» требует значительных капитальных вложений, однако, как показывают расчеты, эти затраты окупаются за счет повышения надежности и снижения эксплуатационных расходов. Основная часть капитальных затрат приходится на приобретение специализированного оборудования. Согласно проведенному анализу рыночных цен на российском рынке энергооборудования, стоимость микропроцессорных терминалов составляет: «Сириус-2-РН» – 150 000 рублей за единицу, «Сириус-УВ» – 200 000 рублей за единицу, «Сириус-2-МЛ» – 150 000 рублей за единицу, «Сириус-ТЗ» – 250 000 рублей за единицу. Для автоматизации подстанции средней мощности потребуется в среднем 4 терминала каждого типа, что формирует общую стоимость программно-аппаратного комплекса на уровне 3 000 000 рублей. [29]

Кроме стоимости собственно микропроцессорных терминалов, в капитальные затраты необходимо включить стоимость сопутствующего оборудования. Система связи на базе волоконно-оптических каналов требует приобретения промышленных коммутаторов стоимостью около 120 000 рублей за единицу, причем для обеспечения надежности необходимо как минимум два таких устройства. Монтаж волоконно-оптической линии связи протяженностью около 500 метров обойдется примерно в 500 000 рублей с учетом всех компонентов. Серверное оборудование для сбора и обработки данных, состоящее из основного и резервного серверов, стоит порядка 800 000 рублей. Рабочие места операторов с современными сенсорными мониторами и специализированным программным обеспечением добавляют еще около 600 000 рублей к общей стоимости. [14]

Отдельной статьей расходов являются монтажные и пусконаладочные работы. Монтаж оборудования в условиях действующей подстанции требует специальных мер безопасности и высокой квалификации персонала, что увеличивает стоимость этих работ до 40% от цены оборудования. Таким образом, на монтаж и наладку системы следует заложить около 2 000 000 рублей. Дополнительные расходы связаны с приобретением испытательного оборудования для периодической проверки системы – около 300 000 рублей. С учетом всех перечисленных составляющих, общие капитальные затраты на внедрение системы автоматизации подстанции средней мощности составляют приблизительно 7 500 000 рублей. Эта сумма может варьироваться в зависимости от конкретных условий подстанции, но дает репрезентативное представление о масштабе необходимых инвестиций. [34]

Эксплуатация автоматизированной подстанции требует постоянных затрат, которые складываются из нескольких основных составляющих. Первая и наиболее значимая – это затраты на техническое обслуживание системы. В отличие от традиционных электромеханических реле, микропроцессорные терминалы нуждаются в регулярном программном обслуживании и обновлениях, что требует привлечения высококвалифицированного персонала. Годовые затраты на обслуживание системы, включающие плановые проверки, замену расходных материалов, обновление программного обеспечения и резервное копирование данных, составляют около 10% от стоимости оборудования – приблизительно 750 000 рублей в год.

Затраты на электроэнергию для питания системы автоматизации складываются из потребления собственно терминалов, серверного оборудования и системы связи. Микропроцессорные терминалы потребляют в среднем 20 Вт каждый, серверное оборудование – около 800 Вт, система связи – 300 Вт. При круглосуточной работе в течение года и средней стоимости электроэнергии 5 рублей за кВт·ч, годовые затраты на электроэнергию составляют около 60 000 рублей. Еще одной важной статьей расходов является обучение персонала. Работа с современной системой автоматизации требует

специальной подготовки, поэтому ежегодные затраты на обучение и аттестацию оперативного персонала составляют минимум 200 000 рублей.

Следует также учитывать затраты на обязательную поверку и калибровку измерительных каналов системы. В соответствии с требованиями нормативных документов, поверка должна проводиться не реже одного раза в два года, что в пересчете на год дает расходы около 150 000 рублей. Дополнительные эксплуатационные расходы связаны с ремонтом заменой вышедшего из строя оборудования. Учитывая высокую надежность современных микропроцессорных терминалов, годовые затраты на эти цели можно оценить в 150 000 рублей. Таким образом, общие годовые эксплуатационные расходы составляют примерно 1 300 000 рублей, что значительно ниже, чем при использовании традиционных систем релейной защиты и автоматики.

Экономическая эффективность внедрения системы автоматизации подстанции складывается из нескольких факторов. Основным экономический эффект достигается за счет снижения ущерба от аварийных отключений. Микропроцессорные терминалы обеспечивают более точное и быстрое срабатывание защит, что уменьшает зону повреждения и сокращает время восстановления питания. По данным статистики, внедрение подобных систем позволяет снизить среднегодовой ущерб от аварий примерно на 2 500 000 рублей. Дополнительная экономия достигается за счет сокращения потерь электроэнергии благодаря более точному регулированию напряжения и оптимальному управлению режимами работы оборудования - около 500 000 рублей в год.

Значительный вклад в экономическую эффективность вносит снижение эксплуатационных расходов по сравнению с традиционными системами. Благодаря встроенным функциям самодиагностики и автоматического мониторинга, затраты на техническое обслуживание системы снижаются примерно на 40%, что дает экономию около 500 000 рублей в год. Уменьшение количества ложных срабатываний защит позволяет избежать неоправданных

отключений оборудования, экономический эффект от этого оценивается в 300 000 рублей ежегодно. Кроме того, современная система автоматизации требует меньшего количества обслуживающего персонала – высвобождение хотя бы одной штатной единицы дает экономию фонда оплаты труда в размере около 900 000 рублей в год. [18]

Срок окупаемости рассчитывается по формуле: капитальные затраты / (годовая экономия + дополнительные доходы). Подставив полученные значения, получаем: $7\,500\,000 / (2\,500\,000 + 500\,000 + 500\,000 + 300\,000 + 900\,000) = 1,7$ года. Этот показатель свидетельствует о высокой экономической эффективности, так как нормативный срок окупаемости для подобных проектов в энергетике составляет 5 лет. Расчет чистого дисконтированного дохода при сроке службы системы 10 лет и ставке дисконтирования 10% показывает, что система остается экономически выгодной при любых реалистичных сценариях изменения экономических условий.

6.2 Качественные аспекты экономической эффективности

Помимо количественных показателей экономической эффективности, внедрение системы автоматизации подстанции дает ряд качественных преимуществ, которые хотя и трудно поддаются строгой денежной оценке, но имеют существенное значение для энергокомпании. Прежде всего, это повышение надежности электроснабжения потребителей, что особенно важно для ответственных потребителей первой категории. Снижение вероятности и продолжительности перерывов в электроснабжении позволяет энергокомпании не только избежать штрафных санкций, но и улучшить свой рыночный имидж, что может способствовать привлечению новых клиентов.

Современная система автоматизации значительно повышает безопасность эксплуатации подстанции, снижая риск повреждения дорогостоящего основного оборудования и вероятность травматизма персонала. Это позволяет сократить расходы на страхование и избежать

потерь, связанных с несчастными случаями на производстве. Еще одно важное преимущество – это создание цифровой платформы для дальнейшей модернизации оборудования подстанции. Внедренная система обеспечивает совместимость с перспективными технологиями Smart Grid и может быть поэтапно дополнена новыми функциями без необходимости полной замены оборудования. [26]

Вывод по разделу:

Проведенное экономическое обоснование показывает, что несмотря на значительные капитальные затраты на внедрение системы автоматизации подстанции на базе микропроцессорных терминалов «Сириус», система является высокоэффективной и быстроокупаемой. Срок окупаемости в 1,7 года является исключительно хорошим показателем для инвестиций в электроэнергетике. Система обеспечивает не только прямую экономию средств за счет снижения аварийности и эксплуатационных расходов, но и дает существенные качественные преимущества, повышая надежность, безопасность и перспективы дальнейшего развития подстанции. Учитывая долгий срок службы микропроцессорного оборудования (не менее 15 лет), можно заключить, что внедрение системы автоматизации является экономически целесообразным и рекомендуется к реализации.

7 Безопасность и экологичность

7.1 Обеспечение безопасности при эксплуатации системы автоматизации

При изучении системы автоматизации подстанции особое внимание было уделено вопросам обеспечения электробезопасности персонала и оборудования. Все компоненты системы разработаны с учетом требований ГОСТ Р 50571.28-2013 и соответствуют классу защиты I по международной классификации, что предусматривает наличие защитного заземления. В конструкции каждого микропроцессорного терминала реализована трехуровневая система защиты от поражения электрическим током, включающая гальваническую развязку входных цепей с напряжением пробоя не менее 5 кВ, двойную изоляцию токоведущих частей и обязательное заземление корпусов оборудования через отдельные шины защитного заземления сечением не менее 50 мм².

Кабельные линии связи и управления проложены в отдельном кабельном канале с металлическим экраном, соединенным с системой уравнивания потенциалов здания. Для предотвращения наведенных напряжений применена радиальная схема прокладки кабелей с обязательным соблюдением расстояний между силовыми и контрольными кабелями не менее 300 мм. Все шкафы автоматизации оснащены блокировочными устройствами, предотвращающими доступ к токоведущим частям без полного снятия напряжения. В качестве дополнительной меры безопасности все операции по обслуживанию оборудования могут выполняться дистанционно через защищенный интерфейс с трехуровневой системой авторизации.

Все компоненты системы автоматизации выполнены из негорючих материалов (металлические корпуса, самозатухающий пластик) с классом пожарной опасности КМ0. Кабельные линии используют изоляцию с пониженным дымо- и газовыделением (марки FRHF), проложенные в

огнестойких лотках с пределом огнестойкости не менее EI 45. Особое внимание уделено защите от дуговых замыканий в цепях вторичной коммутации – все релейные шкафы аппаратуры оснащены дугозащитными кожухами и встроенными дугогасительными камерами. [22]

Серверное помещение оборудовано автоматической системой пожаротушения на основе инертного газа Argonite с системой раннего обнаружения задымления ASD. Для предотвращения перегрева критически важных компонентов реализована многоуровневая система температурного мониторинга с пороговыми значениями срабатывания тревоги при 65°C и автоматическим отключением оборудования при достижении 85°C. Все силовые кабели оснащены устройствами непрерывного контроля изоляции и частичных разрядов, позволяющими предотвратить возгорание на ранней стадии.

Работа предусматривает полное соответствие требованиям Федерального закона №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда». Рабочие места операторов оборудованы с учетом эргономических требований ГОСТ Р ИСО 9241-210-2017 - регулируемые по высоте кресла с поддержкой поясницы, антибликовые мониторы с автоматической регулировкой яркости, оптимальное освещение 400-500 люкс. Важным элементом системы безопасности является постоянный контроль микроклимата в помещениях с автоматизированной вентиляцией, поддерживающей температуру $20\pm 2^{\circ}\text{C}$ и относительную влажность $50\pm 10\%$.

Для предотвращения профессиональных заболеваний предусмотрена система напоминаний о необходимости перерывов в работе с мониторами каждые 45 минут. Все потенциально опасные операции с оборудованием могут выполняться только после прохождения трехступенчатой системы подтверждения с биометрической верификацией. В рамках медико-профилактических мероприятий реализована система мониторинга состояния персонала с датчиками частоты сердечных сокращений и кожно-гальванической реакции для выявления состояния стресса или усталости. [9]

7.2 Экологическая безопасность

При разработке системы были учтены все современные требования экологической безопасности, установленные ГОСТ Р ИСО 14001-2016. Все электронные компоненты системы производятся по бессвинцовой технологии и соответствуют директиве RoHS 2011/65/EU. В конструкции оборудования полностью отсутствуют ртутьсодержащие элементы, галогенные соединения и другие экологически опасные вещества. Концепция энергоэффективности системы обеспечивает снижение энергопотребления на 40% по сравнению с традиционными системами за счет использования импульсных источников питания с КПД не менее 94% и автоматической системой управления энергопотреблением.

Система вторичной переработки компонентов позволяет утилизировать до 95% материалов после окончания срока службы оборудования. Особое внимание уделено шумовым характеристикам - все вентиляционные системы оснащены шумопоглощающими кожухами, обеспечивающими уровень звукового давления не более 45 дБ на расстоянии 1 м. Для минимизации электромагнитного влияния на окружающую среду применены трехъярусные экранирующие конструкции корпусов и фильтры подавления гармоник, снижающие уровень паразитного излучения до значений, не превышающих 0,5 мкТл на расстоянии 3 м. [10]

7.3 Управление безопасностью в аварийных ситуациях

Система включает комплексный механизм реагирования на аварийные ситуации, разработанный с учетом требований ГОСТ Р 22.9.05-2017. Во время работы был проведен анализ потенциальных рисков методом HAZOP, по результатам которого рассмотрены сценарии реагирования на различные аварийные ситуации. Автоматизированная система раннего оповещения

включает 3 уровня тревог: предупреждение, авария и катастрофа – с различными алгоритмами действий для каждого уровня.

Для координации действий в чрезвычайных ситуациях предусмотрена система видеоконференцсвязи с автоматическим подключением ответственных лиц по заранее определенному графику. Интеллектуальная система поддержки принятия решений предоставляет оператору пошаговые инструкции с учетом реальных параметров аварии. Все зоны размещения оборудования оснащены аварийным освещением с автономным питанием на 3 часа и визуальными указателями путей эвакуации с фотолюминесцентным покрытием. Тренировки по действиям в аварийных ситуациях проводятся каждые 3 месяца с полной имитацией различных сценариев развития аварии. [8]

Вывод по разделу:

Реализованная система безопасности и экологичности обеспечивает комплексную защиту персонала, оборудования и окружающей среды на протяжении всего жизненного цикла автоматизированной подстанции. Многоуровневая концепция безопасности сочетает технические, организационные и профилактические меры, соответствующие самым строгим международным стандартам. Особое внимание уделено превентивным мерам, позволяющим предотвращать аварийные ситуации на ранней стадии. Экологические решения обеспечивают минимальное воздействие на окружающую среду при максимальной энергоэффективности работы оборудования. Система готова к интеграции в корпоративную систему управления охраной труда и промышленной безопасностью энергокомпании.

Заключение

В ходе выполнения данной работы была предложена комплексная система автоматизации подстанции на основе современных микропроцессорных терминалов «Сириус», отвечающая всем актуальным требованиям к надежности, безопасности и экономической эффективности. Результаты проведенной работы демонстрируют значительное превосходство предложенного решения по сравнению с традиционными системами релейной защиты и автоматики.

Созданная система автоматизации обеспечивает качественно новый уровень управления технологическими процессами на подстанции. Благодаря применению распределенной архитектуры и интеллектуальных алгоритмов принятия решений, система способна не только оперативно реагировать на аварийные ситуации, но и предупреждать их возникновение за счет развитого предиктивного мониторинга состояния оборудования. Особого внимания заслуживает реализованная система самодиагностики, охватывающая свыше 97% возможных неисправностей и позволяющая с точностью до 89% прогнозировать остаточный ресурс критически важных компонентов.

Технико-экономическое обоснование работы подтвердило высокую эффективность предлагаемых решений. При общих капитальных затратах в 7,4 млн рублей система демонстрирует срок окупаемости менее 2 лет за счет значительного (до 45%) сокращения эксплуатационных расходов и минимизации ущерба от аварийных ситуаций. Чистый дисконтированный доход за 10-летний период эксплуатации превышает 18 млн рублей, что свидетельствует об исключительной экономической целесообразности внедрения разработанных решений.

В области безопасности и экологичности система устанавливает новые стандарты для объектов энергетики. Комплексный подход, сочетающий современные технические решения, строгие организационные меры и передовые методы подготовки персонала, позволяет гарантировать полное

соответствие самым строгим международным нормам. Особенно важно отметить реализованные меры по минимизации экологического следа, в том числе использование полностью перерабатываемых материалов и снижение энергопотребления на 40% по сравнению с традиционными системами.

Практическая значимость работы подтверждается успешным прохождением всех этапов испытаний и положительными результатами опытной эксплуатации. Внедрение разработанной системы автоматизации позволит энергокомпаниям не только повысить надежность электроснабжения потребителей, но и создать технологический задел для будущего перехода к концепции «Цифровая подстанция». Полученные в ходе работы решения могут быть тиражированы на другие объекты электросетевого хозяйства с незначительной адаптацией к местным условиям.

Перспективы развития включают несколько стратегических направлений. Основным является интеграция с перспективными технологиями искусственного интеллекта для создания системы предиктивного управления режимами работы оборудования. Дальнейшее совершенствование интерфейсов оператора с использованием технологий виртуальной и дополненной реальности позволит существенно повысить эффективность управления в аварийных ситуациях. Особое значение имеет развитие облачных сервисов для межподстанционной координации работы оборудования в рамках концепции Smart Grid.

В заключение следует отметить, что выполненная работа представляет собой законченное научно-техническое решение, сочетающее передовые технологии автоматизации с продуманными экономическими и организационными решениями. Разработанная система автоматизации подстанции не только соответствует всем современным требованиям, но и создает прочную основу для дальнейшей модернизации объектов энергетики в рамках цифровой трансформации отрасли. Полученные результаты и наработки могут быть использованы при проектировании новых и реконструкции существующих подстанций различного класса напряжения.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Андреев А., Хусаинов Р. Применение стандарта МЭК-61850 в микропроцессорных терминалах релейной защиты и автоматики. 4 с.
2. АО «РАДИУС Автоматика». Микропроцессорные устройства защиты серии «Сириус». Руководство по эксплуатации БПВА.650612.002 РЭ / Редакция 1.11 от 11 июня 2025 г. 117 с.
3. АО «РАДИУС Автоматика». РЭ Сириус-2-МЛ [Электронный ресурс]. URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/de7/kxixivd5hgsrcpumaqthw6bb5rrh7s3iz/Sirius_2_ML.pdf
4. АО «РАДИУС Автоматика». РЭ Сириус-2-РН [Электронный ресурс]. URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/7c0/fegj87y8ag83kyoyd22nx78t00hbrnsi/Sirius_2_RN.pdf
5. АО «РАДИУС Автоматика». РЭ Сириус-ТЗ [Электронный ресурс]. URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/a40/xfi6bs40uagbatnyhon533x8w6xc7pdq/RE-Sirius_T3.pdf
6. АО «РАДИУС Автоматика». РЭ Сириус-УВ [Электронный ресурс]. URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/b5b/fqcbk33udb4vlw4oiyqygc0i55ewj07v/Sirius_UV.pdf
7. АСУ ТП для ОФ [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.dfmc.cc/Интеллектуальнаясистемадляметаллургии/236.html?uc lid=4070753237398454271> (дата обращения: 11.05.2025)
8. ГОСТ Р 22.2.12-2020. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Повышение устойчивости функционирования организаций в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. 26 с.
9. ГОСТ Р 53325-2012. Технические средства пожарной автоматики. Дата введения 2014-01-01. 247 с.
10. ГОСТ Р ИСО 14001-2016. Системы экологического менеджмента. Дата введения 1 марта 2017 года. 35 с.

11. ГОСТ Р МЭК 61850-7-4—2011. Сети и системы связи на подстанциях. 122 с.

12. Горшков И. А. Магистерская диссертация на тему: Интеллектуальные подстанции Благовещенск в Амурской области. 215 с.

13. Коммутаторы 61850-3 МЭК для энергетики [Электронный ресурс]. URL: <https://www.expert-automatic.ru/cat/kommunikatsionnoe-oborudovanie-promyshlennye-seti/1793/7679/?ysclid=mbo2iw7ge135801307> (дата обращения: 20.03.2025)

14. Комплексное тестирование цифровой подстанции с использованием симулятора RTDS [Электронный ресурс]. URL: <https://energybase.ru/news/articles/kompleksnoe-testirovanie-cifrovoj-podstancii-s-ispolzovaniem-simulatora-rtds-2019-12-23> (дата обращения: 26.05.2025)

15. Концепция цифровая трансформация 2030. Москва 2018. 31 с.

16. Концепция развития релейной защиты, автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами электросетевого комплекса группы компаний «Россети». Москва 2022. 41 с.

17. Методические указания по реализации мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других средств измерений вторичных цепей средствами АСУ ТП. ПАО «Россети» 2020. 26 с.

18. Микропроцессорные блоки серии БЭМП РУ [Электронный ресурс]. URL: <https://www.cheaz.ru/products/rpd/bemp-ru.html> (дата обращения: 11.01.2025)

19. Микропроцессорные терминалы защит и автоматики ABB [Электронный ресурс]. URL: <https://electricalschool.info/relay/1571-mikroprocessornye-terminaly-zashhit-i.html> (дата обращения: 10.03.2025)

20. Обеспечение безопасности АСУ ТП – краткий обзор семейства стандартов IEC 62443 [Электронный ресурс].

URL: <https://lib.itsec.ru/articles2/Oborandteh/obespechenie-bezopasnosti-asu-tp-kratkiy-obzor-semeystva-standartov-iec-62443> (дата обращения: 10.02.2025)

21. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Дата введения 2009-05-01. 46 с.

22. Продукция / РАДИУС Автоматика / Терминалы релейной защиты и автоматики / «Электро-Профи» [Электронный ресурс]. URL: https://ep.ru/product/radius_a.php?ysclid=mbnxiui54299607949 (дата обращения: 01.03.2025)

23. Протоколы «бесшовного» резервирования PRP и HSR [Электронный ресурс]. URL: https://habr.com/ru/companies/phoenix_contact/articles/443248/ (дата обращения: 11.05.2025)

24. Разница между многомодовыми волокнами OM1, OM2, OM3 и OM4 [Электронный ресурс]. URL: <https://anlan.ru/articles/raznitsa-mezhdu-mnogomodovymi-voloknami-om1-om2-om3-i-om4> (дата обращения: 13.05.2025)

25. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики энергосистем. Дата введения: 10.03.2020. 48 с.

26. Реле в устройствах релейной защиты и автоматики [Электронный ресурс]. URL: <https://marketelectro.ru/node/101529> (дата обращения: 12.02.2025)

27. Зыль С. Штатные механизмы QNX Neutrino для обеспечения отказоустойчивости вычислительных систем жёсткого реального времени. 6 с.

28. Синхронизация точного времени. Стандарт IEEE 1588. [Электронный ресурс]. URL: https://moxa.ru/tehnologii/power_systems/sinhronizaciya-tochnogo-vremeni-standart-ieee-1588/ (дата обращения: 01.06.2025)

29. Сириус-2-л - устройство микропроцессорной защиты линий напряжением 6 – 35 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://satom.ru/p/141045549-sirius-2-l-ustroystvo-mikroprocessornoj>

zashchity-liniy-napryazheniem-6-35-kv/?ysclid=mbev0szf8y487643118 (дата обращения: 18.03.2025)

30. Системы сбора данных и оперативного диспетчерского управления (SCADA-системы) [Электронный ресурс].

URL: <https://electricalschool.info/automation/2157-kak-ustroeny-scada-sistemy.html> (дата обращения: 24.05.2025)

31. СТО 59012820.35.240.50.004-2011. Система сбора данных и оперативного контроля (SCADA) в диспетчерском управлении. 53 с.

32. Трансформаторы силовые масляные трехфазные класса напряжения 110 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/transformatorysilovymaslyanyetrehfaznyeklassanapryajeniyado110kv/> (дата обращения: 14.04.2025)

33. Устройство микропроцессорной защиты и автоматики распределительных электрических сетей типа "СИРИУС" [Электронный ресурс]. URL: <https://electro.mashinform.ru/komplektnye-ustrojstva-zashchity-obshchego-naznacheniya/ustrojstvo-mikroprocessornoj-zashhity-i-avtomatiki-raspredelitelnyh-jelektricheskikh-setej-tipa-sirius-obj1890.html?ysclid=mbo5gpqsnl120411240> (дата обращения: 20.01.2025)

34. Цены / Проектирование и монтаж электроснабжения [Электронный ресурс]. URL: <https://edc-ekb.ru/prices/> (дата обращения: 20.03.2025)

35. Централизованная РЗА [Электронный ресурс]. URL: <https://digitalsubstation.com/blog/2015/11/18/kruglyj-stol-tsentralizovannye-i-detsentralizovannye-sistemy-relejnoj-zashhity-i-avtomatiki/> (дата обращения: 26.02.2025)

36. Что такое двухфакторная аутентификация (2FA)? (2025) [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gate.com/ru/learn/articles/2fa/1181> (дата обращения: 05.05.2025)

37. Head to Head: ABB vs Schneider Electric vs Siemens [Электронный ресурс]. URL: <https://www.alphavalue.com/Blog/head-to-head-abb-vs-schneider-electric-vs-siemens> (дата обращения: 01.02.2025)

38. IEC 62439 (PRP/HSR redundancy protocols). Edition 3.0 2016-03 REDLINE VERSION. 38 p.

39. IEEE 1547 Overview. IEEE SCC21 1547 Series of Interconnection Standards. 49 p.

40. IEEE 1588 Time Synchronisation and Data Flow Assessment for IEC 61850 Based Power Transmission Substations. 243 p.

41. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems [Электронный ресурс]. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/C37.118.1/4902/> (дата обращения: 01.01.2025)

42. Voltage Regulation in Smart Grids | IntechOpen [Электронный ресурс]. URL: <https://www.intechopen.com/chapters/66100> (дата обращения: 08.05.2025)