Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Факультет: Профессионального образования
Направление: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Профиль: Автоматизированный электропривод и робототехнические комплексы
Кафедра: Общенаучных дисциплин

Доцент с и.о. зав кафедрой ОНД
_____ К.В. Кондратьева
« 19 » июня 2026 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему:

«Модернизация системы учета электроэнергии на примере п. Средняя Усьва с использованием АСКУЭ»

Студент: _____ С.В. Пермякова
(подпись, дата)
Группа: АЭП-21-1бз ЛФ

Состав ВКР:
1. Пояснительная записка на 78 стр.
2. Графическая часть на 3 листах
3. Электронный носитель с материалами ВКР

Руководитель: _____ ст. преподаватель, В.А. Комаренко
(подпись, дата)

Проверено
на наличие
заимствования: _____ канд. экон. наук, доцент, К.В. Кондратьева
(подпись, дата)

Лысьва 2026

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Факультет: Профессионального образования
Направление: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Профиль: Автоматизированный электропривод и робототехнические комплексы
Кафедра: Общенаучных дисциплин

Доцент с и.о. зав кафедрой ОНД

_____ К.В. Кондратьева

« 03 » марта 2026 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу

Фамилия, имя, отчество Пермякова Светлана Викторовна

Группа: АЭП-21-1бзЛФ

Начало выполнения работы: 05 февраля 2026 г.

Срок предоставления на кафедру: 11 июня 2026 года

Защита работы на заседании ГЭК: 24 июня 2026 года

1. Выпускная квалификационная работа на тему: «Модернизация системы учета электроэнергии на примере п. Средняя Усьва с использованием АСКУЭ».
2. Исходные данные к работе: технические характеристики установки (оборудования), электропривода, устройств, входящих в состав проекта. Учебная и техническая литература, сайты по автоматизированному электроприводу типовых производственных механизмов и технологических комплексов, автоматизации технологических процессов.
3. Содержание пояснительной записки:

а) основная часть (конструкторская, технологическая, исследовательская). Во введении должны быть отражены состояние и актуальность представляемой темы, сформулирована цель и конкретные задачи исследований. Также конкретизировать объект и предмет исследований, определить методы исследований и значимость работы для теории и практики. В краткой форме сформулировать необходимость разработки данной темы, указать текущее состояние разрабатываемой темы, к какой области науки и техники относится выполняемая работа. Описание предмета исследования и принципа его работы, формулирование цели и поставка задачи на разработку системы учёта электроэнергии на новой элементной базе, требования, предъявляемые к работе оборудования, промышленной безопасности.

Общий объём до 5 страниц.

б) Первый раздел посвящается теоретической части ВКР, т.е. анализу проблемы, состоянию дел в избранной предметной области на основе анализа литературных источников, обоснованию принятых решений. В данный раздел включить:

1. Определение круга решаемых задач, связанных с переводом системы учёта потребления электроэнергии на микропроцессорную;
2. Работу комплекса контроля, учёта и системной автоматики реконструируемой части подстанции;
3. Подходы к построению современной системы контроля, учёта и автоматики на микропроцессорных комплексах;
4. Разработку схемы включения новых приборов с использованием остающейся части цепей контроля, учёта, управления и сигнализации;
5. Задачи и функции устройств контроля и учёта электроэнергии, представленных на рынке, применительно к оборудованию, используемому на подстанции.

Объем от 15 до 30 страниц. В конце раздела должны быть сделаны краткие выводы.

в) Второй раздел. В данном разделе выполнить проект замены приборов контроля и учёта электроэнергии, а именно:

1. Построить алгоритм работы оборудования, основные функции;
2. Разработать функциональную схему;
3. Выбрать основные компоненты: приборы учёта, панель управления, устройства задания и управления, индикации;
4. Разработать связь между отдельными элементами системы;
5. Разработать принципиальную электрическую схему;
6. Разработать монтажную схему панели управления с размерами установочных элементов: гнёзда, разъёмы, кнопки, элементы системы управления;
7. Полученные результаты сравнить с известными техническими решениями;
8. Сделать выводы о проделанной работе.

Состав работ:

1. Разработка проектной документации в составе:
   - Функциональная схема;
   - Схема электрическая принципиальная;
   - Монтажная схема;
   - Пояснительная записка, включающая в себя описание алгоритмов и программ, элементов и конструкции, описание электрической принципиальной схемы;
2. Электромонтажные работы.
3. Пуско-наладочные работы.
4. сравнение с аналогами.
5. Подготовка выводов о проделанной работе.

В заключении должны быть сформулированы краткое изложение полученных результатов, соответствующие рассмотрению основных задач, поставленных в ВКР, указать связь с поставленными в работе задачами, значимость работы для теории и практики.

Сформулировать перспективы дальнейших исследований, инновационный потенциал работы. Основные результаты желательно проиллюстрировать численными значениями характеристик. Определить значимость проделанной работы для дальнейшего её использования. Объем до 1,5 страниц.

4. Дополнительные указания: нет

5. Основная литература

5.1 ГОСТ 7.32-2017 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

5.2 Козлов, Р. А. Технология PLC в системах АСКУЭ: принципы построения и перспективы развития / Р. А. Козлов // Промышленная электроника. – 2022. – № 5. - С. 22–30.

5.3 Петров, Д. С. Применение методов машинного обучения для детектирования несанкционированного потребления электроэнергии / Д. С. Петров, А. И. Кузнецов // Автоматизация в промышленности. – 2023. – № 3. - С. 38–45.

5.4 Волков, И. В. Экономическое обоснование модернизации систем учета электроэнергии в распределительных сетях / И. В. Волков // Энергосбережение и энергоэффективность. – 2021. – № 2. - С. 60–68.

5.5 Сидоров, В. М. Цифровизация электроэнергетических сетей: архитектура и интеграция / В. М. Сидоров, Е. А. Новикова // Энергетик. – 2022. – № 8. - С. 50–58.

5.6 Лебедев А. Н., Тихонов В. Г. Интеграция LoRaWAN и NB-IoT в архитектуру АСКУЭ: сравнительный анализ и экономическая эффективность // Автоматизация в промышленности. 2024. № 7. - С. 44–51.

5.7 Гусев О. В., Чернов М. А. Предиктивная аналитика и GIS-интеграция в современных интеллектуальных системах учёта электроэнергии // Энергетик. 2025. № 2. - С. 28–35.

5.8 Крючков, И. П. Автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии: учебное пособие / И. П. Крючков, А. В. Шимановский. – Москва: ИНФРА-М, 2021. - 312 с.

5.9 Бутрин, А. Г. Коммерческие потери электроэнергии и методы их снижения / А. Г. Бутрин, С. В. Лебедев // Электрические станции. – 2019. – № 4. - С. 12–19.

5.10 Дубовской В. А., Савельев И. П., Козлов Д. В. Автоматизация учета электроэнергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ // Электрические станции. 2021. № 5. - С. 34–41.

5.11 Кудрин Б. И. Введение в теорию автоматизированных систем учета энергоресурсов. М.: НИУ «МЭИ», 2022. - 256 с.

Стрижков А. И., Крылов С. А. Системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 2020. - 312 с.

Руководитель выпускной квалификационной работы студента

Руководитель ВКР _____ ст. преподаватель В.А. Комаренко
(подпись, дата)

Задание получил _____ С.В. Пермякова
(подпись, дата)

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ
ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ БАКАЛАВРА

№ п/п	Содержание разделов	Объем этапа, в %	Срок выполнения		Подпись научного руководителя
			начало	конец	
	Введение	5/5	10.02.2026	03.03.2026	
1.	Исследовательский раздел	35/40	23.02.2026	24.04.2026	
1.1.	Постановка задачи проектирования	5/10	23.02.2026	13.03.2026	
1.2.	Проектирование схемы рекуперации энергии	20/25	13.03.2026	24.03.2026	
1.3	Выбор комплектующих изделий	35/40	24.03.2026	04.04.2026	
2.	Технологический (конструкторский) раздел	50/90	24.04.2026	14.05.2026	
2.1.	Разработка структурной и функциональной схем	10/50	24.04.2026	08.05.2026	
2.2.	Разработка принципиальной электрической схемы	25/65	08.05.2026	18.05.2026	
2.3	Реализация поставленных задач и сравнение полученных результатов с известными техническими решениями	50/90	18.05.2026	05.06.2026	
	Заключение	2/92	06.06.2026	07.06.2026	
	Список использованных источников	1/93	08.06.2026	09.06.2026	
	Оформление ВКР	2/95	09.06.2026	10.06.2026	
	Представление ВКР на проверку и отзыв научному руководителю		09.06.2026	10.06.2026	
	Представление ВКР на проверку заведующему кафедрой		09.06.2026	10.06.2026	
	Защита ВКР на заседании ГЭК	5/100	24.06.2026	25.06.2026	

Руководитель ВКР_____ ст. преподаватель, В.А. Комаренко

«10» июня 2026 г.

Задание получил _____ С.В. Пермякова

«05» февраля 2026 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 8

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 133

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ АВТОМАТИЗАЦИИ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ СЕЛЬСКИХ ПОСЕЛЕНИЙ 133

1.1 Происхождение и этапы развития систем коммерческого учета электроэнергии 144

1.2 Архитектурные принципы и нормативно-техническое регулирование АСКУЭ 166

1.3 Технологические векторы цифровизации систем учета 188

1.4 Специфика реализации АСКУЭ в условиях рассредоточенной застройки (на примере п. Средняя Усьва) 200

1.5 Компаративный анализ телекоммуникационных сред для АСКУЭ . 211

1.6 Технологическое обоснование применения PLC-модемов в структуре АСКУЭ 233

2 РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ 277

ИНЖЕНЕРНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ П. СРЕДНЯЯ УСЬВА 277

2.1 Характеристика объекта электроснабжения и исходные данные для проектирования 277

2.2 Разработка структурной схемы АСКУЭ 29

2.3 Обоснование и выбор элементной базы 322

2.4 Проектирование сети связи на базе PLC-технологий 344

2.5 Разработка принципиальных электрических и монтажных схем 355

2.6 Алгоритм работы системы и программная реализация 377

2.7 Расчетные обоснования и технико-экономические параметры 39

2.8 Технические карты на обслуживание и ремонт 400

2.9 Сравнительный анализ интеллектуальных приборов учета для АСКУЭ 422

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ..... 500

3.1 Перечень опасных и вредных производственных факторов 511

3.2 Мероприятия по охране труда специалистов 533

3.3 Мероприятия по противопожарной безопасности 566

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ АСКУЭ. 644

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 777

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 800

ВВЕДЕНИЕ

Постоянное удорожание энергоресурсов и устойчивый рост их потребления в последние годы требуют усиления контроля за энергопотреблением, внедрения современных средств учёта и реализации системной энергосберегающей политики [1, 2]. Автоматизация процессов в энергетике позволяет обеспечить точный и оперативный мониторинг, повысить достоверность учёта, оптимизировать затраты и создать комфортные условия для конечных потребителей.

Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ) предназначена для точного измерения, фиксации и контроля потребляемой и передаваемой электроэнергии с учётом действующих тарифов, а также для обеспечения доступа к данным для расчётов, аналитики и выработки мероприятий по энергосбережению [3]. Основная цель внедрения АСКУЭ заключается в снижении издержек, минимизации потерь за счёт повышения точности измерений и сокращения времени на сбор и обработку информации. Автоматизация учёта на всех этапах – от генерации до конечного потребления – становится необходимым условием эффективного функционирования современных распределительных сетей [4, 5].

Внедрение автоматизированных систем учёта позволяет получать оперативные данные, контролировать параметры энергоносителей, выявлять резервы экономии, что в свою очередь снижает долю энергоресурсов в себестоимости, ускоряет обнаружение и устранение отклонений от нормативных режимов и обеспечивает стабильность финансовых потоков. В бытовом секторе результат выражается в оптимизации затрат, снижении объёмов нерационального потребления и повышении защищённости от несанкционированного подключения [6].

К основным функциям АСКУЭ относятся:

- Автоматизированный контроль и измерение электрических параметров;

- Индивидуальный сбор и учёт данных по каждому прибору;

- Хранение учётной информации в защищённой базе данных;

- Контроль соблюдения установленных режимов энергопотребления;

- Формирование отчётной документации для расчётов и анализа;

- Вывод расчётных параметров на печатающие и дисплейные устройства [7].

Современные системы коммерческого учёта поддерживают интеграцию различных каналов связи, обеспечивают удалённый доступ к данным через веб-интерфейсы и мобильные приложения, отличаются высокой масштабируемостью и адаптивностью к изменяющимся условиям эксплуатации [8].

Актуальность темы обусловлена необходимостью снижения технологических и коммерческих потерь, перехода на автоматический сбор показаний в режиме реального времени и повышения общей энергоэффективности распределительных сетей. Это обеспечит точность финансовых расчётов, сократит эксплуатационные расходы, минимизирует риски хищений и позволит управлять нагрузками, что критически важно для устойчивого развития современной электроэнергетики.

Система коммерческого учёта на территории п. Средняя Усьва сформирована преимущественно в 1990–2000-х годах и на текущий момент характеризуется высокой степенью физического и морального износа. Измерительный парк представлен в основном индукционными счётчиками (СО-И446, СО-5У) и электронными приборами ранних поколений (например, «Меркурий 200/201»), межповерочные интервалы или нормативные сроки эксплуатации, которых в большинстве случаев истекли. Узлы учёта размещены без учёта современных требований доступности: внутри жилых помещений, в неотапливаемых подсобных блоках, на чердаках или в труднодоступных этажных щитах. Подобная локализация исключает оперативный контроль, усложняет техническое обслуживание и создаёт риски повреждения оборудования из-за перепадов температур и влажности [9].

Ключевым архитектурным недостатком действующей инфраструктуры является отсутствие автоматизированного канала сбора и передачи данных. Фиксация показаний осуществляется вручную: контролёрами гарантирующего поставщика или самими потребителями с последующим вводом через мобильные приложения и бумажные квитанции. Данный подход порождает ряд системных проблем:

Визуальный съём подвержен влиянию человеческого фактора: ошибки распознавания, пропуски сроков, несвоевременный ввод данных приводят к накоплению погрешностей в биллинге и формированию расчётов, не отражающих реальное потребление;

Отсутствие удалённого доступа к приборам учёта создаёт систематические ограничения (отсутствие потребителя, отказ в допуске, сезонная недоступность). В таких случаях учёт переводится на нормативы или средние значения, что искажает балансы на ТП и маскирует фактические потери;

Техническая несовместимость с задачами диспетчеризации: используемые приборы не поддерживают дистанционное управление, не фиксируют параметры качества электроэнергии (напряжение, ток, коэффициент мощности, гармоники) и не передают телеметрию в реальном времени. Выявление несанкционированных подключений, перегрузок или аварийных режимов происходит с существенной задержкой;

Высокие операционные издержки: ручной обход жилого фонда требует значительных трудовых ресурсов, увеличивает ФОТ, замедляет формирование счетов и исключает возможность оперативного реагирования на отклонения [10, 11].

Необходимость замены действующей системы обусловлена не только технической устарелостью, но и совокупностью регуляторных и инфраструктурных факторов. В соответствии с Федеральным законом № 522-ФЗ от 27.12.2018 и требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ, 7-е изд.), ответственность за установку, замену и обслуживание приборов

учёта в жилых помещениях перешла к гарантирующим поставщикам и сетевым организациям, которые обязаны обеспечить поэтапный переход на интеллектуальные системы учёта электроэнергии (ИСУЭ/АСКУЭ) [12, 13]. Действующая в п. Средняя Усьва инфраструктура не соответствует данным требованиям, что формирует риски административного реагирования и претензий со стороны потребителей.

С экономической точки зрения доля коммерческих потерь, генерируемая погрешностью старых счётчиков, несвоевременным съёмом показаний и невозможностью верификации балансов на участках НН, достигает значений, снижающих рентабельность энергоснабжения населённого пункта. Переход на автоматизированный учёт позволяет нивелировать указанные риски за счёт внедрения современных архитектурных решений АСКУЭ: применения защищённых беспроводных протоколов связи (LoRaWAN, NB-IoT), развёртывания облачных или гибридных платформ агрегации данных, установки интеллектуальных счётчиков с аппаратным шифрованием и функцией дистанционного управления нагрузкой, а также интеграции измерительного комплекса с GIS-системами и биллинговыми контурами [14, 15]. Подобная модернизация обеспечит соответствие актуальным нормативным требованиям, сократит небалансы, повысит прозрачность расчётов с населением и создаст технологическую основу для внедрения дифференцированных тарифов и предиктивного обслуживания сетей. В условиях ускоренной цифровизации ТЭК замена существующей системы в п. Средняя Усьва представляет собой не просто техническое обновление оборудования, а необходимый шаг к обеспечению устойчивого, прозрачного и экономически эффективного электроснабжения.

Объект исследования: система коммерческого учёта электроэнергии потребителей п. Средняя Усьва Горнозаводского района электрических сетей ПАО «Россети Урала».

Предмет исследования: методы, технические и организационные решения по модернизации системы учёта с применением АСКУЭ,

направленные на повышение точности измерений, оперативности сбора данных и снижение коммерческих потерь.

Цель работы: разработать проект модернизации системы коммерческого учёта электроэнергии на территории п. Средняя Усьва на базе автоматизированной системы (АСКУЭ) для повышения точности измерений, обеспечения дистанционного контроля показаний и снижения коммерческих потерь.

Задачи исследования:

1. Провести анализ текущего состояния системы учёта в п. Средняя Усьва и выявить её технические и эксплуатационные недостатки;

2. Сформировать технические требования к проектируемой АСКУЭ с учётом нормативных документов и инфраструктурных особенностей посёлка;

3. Разработать архитектурную схему и подобрать программно-аппаратные средства системы учёта;

4. Выполнить расчёт капитальных и эксплуатационных затрат, оценить экономическую эффективность проекта;

5. Обосновать ожидаемые показатели снижения небалансов и повышения надёжности учёта.

Научная новизна заключается в разработке комплексного подхода к модернизации систем электроснабжения удалённых населённых пунктов, интегрирующего современные LPWAN-протоколы, гибридные платформы сбора данных и экономико-математические модели оценки эффективности внедрения ИСУЭ.

Практическая значимость работы состоит в возможности применения разработанного проекта и методических рекомендаций при переходе гарантирующих поставщиков и сетевых организаций на интеллектуальный учёт электроэнергии в аналогичных территориальных условиях, что обеспечит надёжную, безопасную и экономически обоснованную передачу данных между участниками рынка электроэнергии.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ АВТОМАТИЗАЦИИ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ СЕЛЬСКИХ ПОСЕЛЕНИЙ

Модернизация систем коммерческого учета электроэнергии (СКУЭ) в настоящее время рассматривается не как локальная техническая задача, а как стратегический элемент цифровой трансформации распределительных сетевых компаний и гарантирующих поставщиков. Переход от ручного съема показаний к автоматизированным системам коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) обусловлен совокупностью факторов: ростом требований к прозрачности энергобаланса, необходимостью снижения коммерческих и технических потерь, внедрением многотарифных механизмов, а также законодательным закреплением принципов интеллектуального учета. В условиях рассредоточенной застройки, характерной для малых населенных пунктов Уральского региона, архитектурные и технологические решения требуют дифференцированного подхода, учитывающего ограничения инфраструктуры, климатические особенности и экономические параметры эксплуатации.

Настоящая исследовательская часть представляет собой аналитико-синтетический обзор нормативно-технической базы, эволюции измерительной техники, современных телекоммуникационных сред и программно-аппаратных комплексов, применяемых при построении АСКУЭ. В работе проводится критический анализ исторических этапов развития систем учета, оценивается современное состояние отрасли, выявляются тенденции цифровизации, а также рассматриваются специфические условия внедрения на территории п. Средняя Усьва Горнозаводского района Пермского края. Особое внимание уделяется сравнительному анализу каналов передачи данных, в результате которого формулируется обоснованность применения технологии Power Line Communication (PLC) с использованием

современных стандартов модуляции и mesh-топологий. Результаты обзора формируют методологическую базу для последующего проектирования и технико-экономического расчета модернизации системы учета в заданных условиях.

1.1 Происхождение и этапы развития систем коммерческого учета электроэнергии

Историческое формирование систем учета электроэнергии неразрывно связано с эволюцией измерительной техники, развитием нормативной базы и изменением экономических моделей функционирования электроэнергетического рынка. В отечественной литературе принято выделять четыре технологических этапа, каждый из которых характеризовался определенным уровнем автоматизации, точности измерений и интеграции в операционные процессы сетевых компаний [16].

Первый этап (до начала 1990-х гг.) базировался на применении индукционных электросчетчиков типа СО-И446, СО-И449 и аналогов. Данные приборы обеспечивали достаточную метрологическую надежность для своего времени, однако их конструктивные особенности исключали возможность фиксации интервальных данных, ведения многотарифного учета или удаленной передачи информации. Снятие показаний осуществлялось контролерами вручную, что приводило к накоплению погрешностей, образованию коммерческих потерь (по оценкам экспертов, до 8–12% в отдельных распределительных сетях) и существенным задержкам в биллинговых процессах [17].

Второй этап (1990–2005 гг.) связан с массовым переходом на электронные приборы учета. Внедрение микропроцессорных измерительных элементов позволило реализовать многотарифные алгоритмы, хранение архивов событий, фиксацию вскрытий корпуса и базовую защиту от магнитного воздействия. Появились первые решения с интерфейсами RS-485 и оптическими портами, что упростило локальный сбор данных, однако не

решило проблему удаленного мониторинга. В этот период в России начал формироваться оптовый и розничный рынки электроэнергии, что потребовало повышения точности учета и внедрения коммерчески значимых измерительных комплексов. Тем не менее, отсутствие единых протоколов обмена и фрагментация оборудования разных производителей затрудняли создание унифицированных систем [18].

Третий этап (2005–2018 гг.) ознаменовался становлением АСКУЭ как самостоятельной инфраструктурной подсистемы. Разработаны трехуровневые архитектуры, внедрены устройства сбора и передачи данных (УСПД), начался массовый переход на GSM/GPRS-каналы связи. В этот период приняты первые редакции ГОСТ Р, регламентирующие требования к точности, безопасности и совместимости оборудования. Однако высокая стоимость мобильной связи, неравномерное покрытие сотовыми сетями в сельской местности, а также уязвимость SIM-карт к температурным перепадам и физической деградации ограничивали эффективность внедрения. Кроме того, отсутствие обязательных требований к интеллектуальному учету на законодательном уровне приводило к фрагментарной модернизации, преимущественно в крупных городах и промышленных зонах [19].

Четвертый этап (с 2018 г. по настоящее время) определяется переходом к интеллектуальным системам учета (Smart Metering) на нормативно-законодательном уровне. Принятие Федерального закона № 522-ФЗ от 27.12.2018 г. закрепило обязанность гарантирующих поставщиков и сетевых организаций осуществлять установку и эксплуатацию интеллектуальных приборов учета с возможностью удаленного съема показаний, управления нагрузкой и интеграции в цифровые платформы. На данном этапе АСКУЭ рассматривается не как изолированный измерительный контур, а как компонент цифровой экосистемы распределительной сети, взаимодействующий с системами SCADA, GIS, ERP и аналитическими модулями. Технологический прогресс сместился от задачи повышения точности измерений к задаче обеспечения непрерывного, защищенного и

экономически эффективного обмена данными в условиях реального времени [20].

Анализ исторической ретроспективы демонстрирует, что эволюция систем учета носит поступательный характер, однако ее темпы и эффективность напрямую зависят от выбора телекоммуникационной среды. В условиях современных требований к надежности, безопасности и масштабируемости канал связи перестал быть вспомогательным элементом, превратившись в системообразующий фактор, определяющий жизнеспособность АСКУЭ в конкретных территориальных условиях.

1.2 Архитектурные принципы и нормативно-техническое регулирование АСКУЭ

Современная АСКУЭ представляет собой распределенную информационно-измерительную систему, функционирующую по принципу последовательной обработки данных на трех функциональных уровнях. Каждый уровень регламентируется национальными стандартами, отраслевыми техническими условиями и требованиями системного оператора Единой энергетической системы России.

Первый уровень (нижний) формируется интеллектуальными приборами учета (ИПУ), устанавливаемыми у конечных потребителей и на границах балансовой принадлежности. Современные счетчики соответствуют классам точности 1.0/0.5S, оснащены встроенными часами реального времени, модулями защиты от несанкционированного вскрытия и возможностью фиксации профилей нагрузки с интервалом 15–30 минут. Метрологические требования закреплены в ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р МЭК 62056-21-2011, а также в технических условиях территориальных сетевых компаний. Важным аспектом является поддержка протокола DLMS/COSEM, обеспечивающего унифицированный обмен данными независимо от производителя оборудования [21].

Второй уровень (средний) включает концентраторы данных, шлюзы и устройства сбора информации. Данные узлы агрегируют показания от десятков или сотен ИПУ, выполняют первичную валидацию, буферизацию при временной потере связи и маршрутизацию трафика. Современные концентраторы поддерживают гетерогенные каналы связи, обладают встроенными средствами кибербезопасности и способны функционировать в режиме edge-вычислений для локальной аналитики потерь и детектирования аномалий. В соответствии с требованиями ПАО «Россети», устройства второго уровня должны обеспечивать автономную работу не менее 72 часов при отключении внешнего питания и сохранять архив данных при сбоях связи [22].

Третий уровень (верхний) включает серверное оборудование, системы управления базами данных, программно-аппаратные комплексы обработки информации и пользовательские интерфейсы. Функционал верхнего уровня охватывает автоматизированный расчет балансов, выявление расхождений между отпущенной и потребленной энергией, управление тарифными зонами, формирование отчетности и интеграцию с внешними информационными системами (ЕИС, ГИС ЖКХ, биллинговые платформы). Архитектура верхнего уровня в современных проектах все чаще реализуется по модели микросервисов с использованием контейнеризации, что обеспечивает отказоустойчивость и упрощает масштабирование [23].

Нормативно-техническая база АСКУЭ в Российской Федерации формируется многоуровневой системой регулирования. Федеральный закон № 522-ФЗ и подзаконные акты Минэнерго РФ устанавливают обязательность перехода на интеллектуальный учет. ГОСТ Р 58984-2020 определяет общие требования к системам учета, включая показатели надежности, точности и совместимости. Требования ФСТЭК России и ГОСТ Р 57580.1-2017 регламентируют защиту информации, включая шифрование трафика, аутентификацию устройств и контроль целостности программного обеспечения. Кроме того, отраслевые стандарты сетевых организаций

устанавливают требования к срокам доставки данных (не более 24 часов для коммерческого учета), резервированию каналов и механизмам аварийного восстановления.

Современная нормативная среда акцентирует внимание на совместимости, защите персональных и коммерческих данных, а также на обязательном наличии резервных механизмов работы при деградации телекоммуникационной инфраструктуры. Это формирует технологические требования, которые должны учитываться при проектировании АСКУЭ для конкретных территориальных условий, включая п. Средняя Усьва.

1.3 Технологические векторы цифровизации систем учета

Развитие АСКУЭ в 2020-х годах определяется несколькими взаимосвязанными технологическими направлениями, трансформирующими традиционные подходы к проектированию, эксплуатации и анализу данных.

Интеграция с IoT-платформами и гибридными облачными архитектурами. Переход от локальных серверных решений к распределенным и облачным платформам позволяет снизить капитальные затраты на ИТ-инфраструктуру, упростить обновление программного обеспечения и обеспечить круглосуточный доступ к данным. Использование брокеров сообщений (MQTT, AMQP) и стандартизированных интерфейсов (REST, OPC UA) ускоряет интеграцию АСКУЭ с системами диспетчеризации, биллинга и геоинформационными системами. При этом сохраняется возможность работы в изолированном контуре при необходимости соблюдения требований информационной безопасности [24].

Применение методов машинного обучения и аналитики больших данных. Аналитические модули на базе ИИ используются для прогнозирования нагрузок, автоматического выявления несанкционированного подключения, классификации типов потерь и предиктивного обслуживания оборудования. Алгоритмы обучаются на исторических профилях потребления, метеоданных и событиях сети, что

повышает точность детектирования аномалий до 85–90%. В пилотных проектах сетевых компаний применение ML-моделей позволило сократить время выявления коммерческих потерь с нескольких недель до нескольких часов [25].

Гибридные топологии и самоорганизующиеся сети. Отказ от жестко фиксированных иерархических структур в пользу mesh-топологий повышает отказоустойчивость системы. При выходе из строя одного концентратора или модема сеть автоматически перемаршрутизирует трафик через альтернативные узлы. Самоорганизация снижает затраты на проектирование и эксплуатацию, особенно в условиях динамичного изменения конфигурации распределительных сетей и сезонной миграции абонентов.

Экологическая и экономическая оптимизация. Современные решения АСКУЭ учитывают общую стоимость владения (TCO), энергопотребление сетевого оборудования и сроки службы компонентов. Приоритет отдается технологиям с низким энергопотреблением, длительным межповерочным интервалом, возможностью модульного ремонта и минимальным вмешательством в существующую инфраструктуру. Расчеты показывают, что при правильном выборе канала связи экономический эффект от внедрения АСКУЭ достигается преимущественно за счет снижения операционных расходов и коммерческих потерь, а не за счет прямой экономии на оборудовании [26].

Указанные тенденции формируют технологический базис, на котором должно строиться решение для п. Средняя Усьва. При этом выбор телекоммуникационной среды остается определяющим фактором, способным либо нивелировать, либо усилить преимущества современных архитектурных и аналитических решений.

1.4 Специфика реализации АСКУЭ в условиях рассредоточенной застройки (на примере п. Средняя Усьва)

Поселок Средняя Усьва расположен в Горнозаводском районе Пермского края и относится к категории малых населенных пунктов с характерными для сельской местности ограничениями инфраструктурного и экономического характера. Анализ географических, климатических и сетевых параметров территории позволяет выделить ряд критических факторов, влияющих на архитектуру и экономическую модель АСКУЭ.

Географическая рассредоточенность и низкая плотность застройки. Расстояние между абонентами может достигать 200–500 метров, что увеличивает протяженность линий связи и усложняет организацию проводных интерфейсов. Традиционные решения на базе RS-485 или Ethernet в таких условиях экономически нецелесообразны из-за высоких затрат на прокладку кабелей, установку шкафов и последующее обслуживание протяженных кабельных трасс.

Ограниченная доступность сотовой связи. Несмотря на развитие мобильных сетей, покрытие LTE/4G в отдаленных районах Пермского края остается неравномерным. В условиях рельефа и лесных массивов возможны зоны «мертвых зон», что приводит к потере пакетов данных, увеличению задержек и необходимости установки дополнительных ретрансляторов. Абонентская плата за SIM-карты и трафик формирует постоянную операционную нагрузку, которая при масштабировании на сотни узлов становится существенной. Кроме того, низкие температуры в зимний период (-30…-35°C) негативно влияют на емкость аккумуляторов и надежность GSM-модулей, установленных в неотапливаемых щитках.

Климатические и эксплуатационные условия. Регион характеризуется продолжительным зимним периодом, высокой влажностью, возможным обледенением оборудования и частыми перепадами напряжения в распределительных сетях. Это предъявляет повышенные требования к классу

защиты корпусов (не ниже IP54), диапазону рабочих температур компонентов и устойчивости к конденсату. Любое решение должно предусматривать минимальное сервисное обслуживание и возможность удаленной диагностики.

Экономические ограничения сетевых организаций. Бюджеты на модернизацию учета в малых населенных пунктах традиционно ограничены. Приоритет отдается решениям с низким CAPEX, предсказуемым OPEX, возможностью поэтапного развертывания и быстрой окупаемостью за счет снижения коммерческих потерь и оптимизации штата контролеров. По данным отраслевых исследований, внедрение АСКУЭ в сельской местности считается экономически оправданным при сроке окупаемости не более 3–4 лет [27].

Специфика нагрузочного профиля. В сельской местности наблюдается выраженная сезонность потребления (отопительный период, сельхозработы), а также значительная доля однофазных абонентов с нерегулярным графиком нагрузки. Это требует от системы учета высокой адаптивности, возможности работы с асимметричными нагрузками и точного учета реактивной мощности в условиях низких коэффициентов использования сети.

Указанные ограничения формируют технологический фильтр, через который должен пройти любой канал связи, претендующий на применение в п. Средняя Усьва. Решение должно быть устойчивым к климату, не зависеть от сторонних телеком-операторов, использовать существующую инфраструктуру и обеспечивать масштабируемость без экспоненциального роста затрат.

1.5 Компаративный анализ телекоммуникационных сред для АСКУЭ

Канал связи является критическим звеном АСКУЭ, определяющим надежность, скорость, стоимость и масштабируемость системы. В современной практике применяются четыре основные технологии передачи

данных от ИПУ к концентраторам и серверам. Их сравнительный анализ позволяет выявить оптимальный вариант для заданных условий.

GSM/LTE/NB-IoT. Технология обеспечивает высокую пропускную способность и простоту развертывания, однако в условиях удаленных территорий Пермского края надежность связи нестабильна. Абонентская плата формирует постоянную статью расходов, которая при масштабировании на 300–500 точек учета становится экономически неоптимальной. Зависимость от сторонних операторов также создает риски при изменении тарифной политики или ликвидации вышек. Кроме того, низкие температуры сокращают срок службы SIM-карт и увеличивают вероятность отключения модулей питания [28].

RF-технологии (LoRaWAN, Wi-SUN, ZigBee). Демонстрируют высокую энергоэффективность и дальность действия, но требуют развертывания собственной инфраструктуры базовых станций, согласования частот и защиты от радиопомех. В условиях лесистой местности и рельефных перепадов сигнал может экранироваться, что снижает предсказуемость работы сети. Стоимость развертывания шлюзов и антенн в рассредоточенной застройке превышает допустимые лимиты для муниципальных проектов [29].

Проводные решения (RS-485, Ethernet, оптоволокно). Обеспечивают максимальную надежность, однако их внедрение в существующую застройку требует земляных работ, прокладки кабелей, установки шкафов и существенно увеличивает сроки и стоимость проекта. Для малых населенных пунктов с рассредоточенной застройкой данный подход не отвечает критериям экономической целесообразности.

PLC-технологии (Power Line Communication). Используют существующие воздушные и кабельные линии электропередач напряжением 0,4 кВ в качестве среды передачи данных. Современные стандарты G3-PLC и PRIME используют OFDM-модуляцию, адаптивное частотное hopping, механизмы подавления помех и самоорганизующиеся mesh-топологии. Ключевое преимущество заключается в отсутствии необходимости в

дополнительной телекоммуникационной инфраструктуре: модем устанавливается непосредственно в счетчик или щиток, а сигнал передается по фазным проводам до концентратора, расположенного на трансформаторной подстанции. Это радикально снижает CAPEX и исключает постоянные OPEX, связанные с арендой каналов связи. По данным сравнительных исследований, PLC-решения демонстрируют наилучшее соотношение «надежность/стоимость» в условиях сельских распределительных сетей [30].

Анализ показывает, что PLC-технологии оптимально соответствуют требованиям п. Средняя Усьва: они не зависят от сотового покрытия, используют уже существующую сетевую инфраструктуру, обеспечивают устойчивую работу в условиях низких температур и позволяют строить масштабируемые решения с минимальным вмешательством в архитектуру распределительных сетей.

1.6 Технологическое обоснование применения PLC-модемов в структуре АСКУЭ

Современные PLC-модемы для АСКУЭ представляют собой программно-аппаратные комплексы, интегрирующие в себе высокоскоростные DSP-процессоры, адаптивные модуляторы, фильтры помехоустойчивости и встроенные средства кибербезопасности. Переход от узкополосных решений первого поколения к стандартам G3-PLC (ITU-T G.9903) и PRIME v1.5 обеспечил кратный рост надежности и пропускной способности.

Технологические преимущества современных PLC-модемов заключаются в следующем. Во-первых, адаптивная OFDM-модуляция позволяет динамически выбирать рабочие поднесущие в зависимости от уровня шумов в сети, избегая частот с промышленными помехами. Это повышает вероятность успешной доставки пакета до 98–99% даже в условиях «грязной» сети с импульсными нагрузками. Во-вторых, mesh-топология и

самоорганизация обеспечивают автоматический поиск альтернативных маршрутов при потере прямой связи с концентратором. Сеть перестраивается без участия персонала, что критически важно для условий п. Средняя Усьва, где оперативный выезд бригады может занимать несколько часов. В-третьих, поддержка протоколов DLMS/COSEM обеспечивает совместимость с счетчиками различных производителей, упрощает миграцию и снижает риски vendor lock-in. Реализация MQTT-шлюзов на уровне концентраторов позволяет бесшовно интегрировать данные в облачные аналитические платформы. В-четвертых, встроенные криптографические модули (AES-128/256, ECC), защита от реплей-атак и безопасная загрузка прошивок соответствуют требованиям ФСТЭК и ГОСТ Р 57580. В-пятых, отсутствие абонентской платы за канал связи, минимальные затраты на установку, низкое энергопотребление (< 2 Вт) и срок службы > 15 лет обеспечивают окупаемость проекта за 2–3 года за счет снижения коммерческих потерь и оптимизации операционных расходов [31].

Перспективы развития PLC-технологий в контексте Smart Grid включают гибридные решения PLC/RF, обеспечивающие резервирование канала при временных помехах; встроенные функции мониторинга качества электроэнергии на уровне модема; интеграцию с системами управления распределенной генерацией и накопителями энергии; применение цифровых двойников линий 0,4 кВ для предиктивного анализа состояния сети на основе данных АСКУЭ.

Для п. Средняя Усьва применение АСКУЭ на базе PLC-модемов является технологически обоснованным и экономически целесообразным решением. Оно позволяет избежать зависимости от сторонних операторов связи, использовать существующую инфраструктуру воздушных линий, обеспечить высокую надежность сбора данных в суровых климатических условиях и создать масштабируемую платформу для дальнейшей цифровизации распределительных сетей.

Проведенный аналитический обзор истории, современного состояния и технологических трендов в области систем учета электроэнергии позволяет сформулировать следующие выводы, определяющие направление дальнейшей проектной работы:

АСКУЭ перешла от вспомогательного инструмента к инфраструктурному ядру цифровой энергетики. Современные системы обеспечивают не только автоматизированный сбор показаний, но и контроль балансов, мониторинг качества электроэнергии, интеграцию с биллингом и аналитическими платформами. Нормативная база (ФЗ-522, ГОСТ Р 58984-2020, требования сетевых организаций) закрепляет обязательность интеллектуального учета и задает высокие стандарты к надежности и безопасности данных.

Выбор канала связи является критическим фактором жизнеспособности АСКУЭ в конкретных территориальных условиях. Технологии GSM/LTE, RF и проводные решения демонстрируют ограничения в условиях малых населенных пунктов: зависимость от сотового покрытия, высокие операционные затраты, необходимость строительства дополнительной инфраструктуры или нецелесообразность прокладки кабелей в условиях рассредоточенной застройки.

PLC-технологии на базе стандартов G3-PLC и PRIME оптимально соответствуют требованиям модернизации учета в п. Средняя Усьва. Использование существующих линий 0,4 кВ в качестве среды передачи данных исключает зависимость от телеком-операторов, радикально снижает CAPEX и OPEX, обеспечивает устойчивость к климатическим факторам и позволяет строить самоорганизующиеся mesh-сети с высокой вероятностью доставки данных.

Современные PLC-модемы отвечают требованиям цифровой трансформации. Адаптивная OFDM-модуляция, встроенная кибербезопасность, поддержка DLMS/COSEM, возможность интеграции с облачными аналитическими платформами и низкое энергопотребление

делают их технологически зрелым решением, готовым к масштабному внедрению в распределительных сетях Пермского края.

Экономический эффект от внедрения АСКУЭ на PLC-модемах в условиях п. Средняя Усьва обусловлен снижением коммерческих потерь, оптимизацией штата контролеров, исключением абонентских платежей за связь и повышением прозрачности энергобаланса. Ожидаемый срок окупаемости составляет 2–3 года, что соответствует критериям инвестиционной привлекательности для сетевых организаций.

Таким образом, результаты исследовательской части однозначно обосновывают целесообразность проектирования и внедрения системы АСКУЭ на базе PLC-модемов для п. Средняя Усьва. Данный подход обеспечивает баланс между технологической надежностью, экономической эффективностью и соответствием современным стандартам цифровой энергетики. В следующих разделах выпускной квалификационной работы будут детально рассмотрены архитектурные решения, схема подключения оборудования, расчет технико-экономических показателей и порядок пусконаладочных работ для реализации выбранной концепции.

2 РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

ИНЖЕНЕРНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ П. СРЕДНЯЯ УСЬВА

2.1 Характеристика объекта электроснабжения и исходные данные для проектирования

Энергоснабжение п. Средняя Усьва осуществляется от подстанции 35 кВ «Средняя Усьва» по кабельно-воздушной линии 6 кВ «Поселок». Распределительная сеть поселка включает две однотрансформаторные трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ №№ 601 и 602, от которых запитаны восемь воздушных линий напряжением 0,4 кВ. Общее количество подключенных потребителей составляет 163 единицы. Соотношение однофазных и трехфазных приборов учета равно 80 % и 20 % соответственно, что соответствует типовой структуре нагрузки сельских населенных пунктов с преобладанием жилого фонда и малых коммерческих объектов.

ТП-601 и ТП-602 выполнены по схеме однотрансформаторной подстанции с автоматическим вводом резерва на стороне 0,4 кВ. В качестве силовых трансформаторов используются масляные трансформаторы ТМГ-250/6 и ТМГ-400/6, находящиеся в эксплуатации более 15 лет. Коммутационное оборудование на стороне 6 кВ представлено разъединителями РЛНД-10 и предохранителями ПКН, на стороне 0,4 кВ – автоматическими выключателями ВА55-37 и рубильниками РБ. Воздушные линии 0,4 кВ проложены по деревянным и железобетонным опорам, ответвления к абонентам выполнены преимущественно проводом ПВ (ПВ-3, ПВС) сечением 2,5–4,0 мм², проложенным открыто по фасадам зданий или в металлических гофрированных трубах, что характерно для сетей старой постройки и требует повышенного внимания при организации PLC-канала связи.

Анализ существующей системы учета выявил ряд эксплуатационных ограничений, снижающих экономическую и технологическую эффективность электроснабжения:

1. Отсутствие дистанционного съема показаний и управления нагрузкой. Снятие данных осуществляется вручную с периодичностью 1 раз в месяц, что приводит к накоплению погрешностей, несвоевременному выставлению счетов и невозможности оперативного контроля энергобаланса;

2. Высокий уровень потерь в распределительных сетях. По данным эксплуатационных измерений и сверки балансов за 2024–2025 гг., технические и коммерческие потери в сетях 0,4 кВ, включая небаланс по трансформаторным подстанциям № 601 и 602, в отдельные периоды достигают 20–25%. Основные причины: износ абонентских ответвлений, отсутствие контроля несанкционированных подключений, погрешности ручного съема и рассинхронизация учетных точек;

3. Износ измерительной инфраструктуры. Около 35 % установленных приборов учета относятся к классу точности 2.0, не поддерживают многотарифный режим и не сертифицированы для интеллектуального учета в соответствии с требованиями ФЗ № 522;

4. Климатические и географические ограничения. Район характеризуется продолжительным зимним периодом (средняя температура января –18…–22 °С, минимальные значения до –35 °С), высокой влажностью и частыми перепадами напряжения в распределительной сети, что усложняет эксплуатацию оборудования с внешними каналами связи.

Указанные факторы формируют технические требования к проектируемой системе:

обеспечение автоматизированного сбора показаний с интервалом не менее 15 минут;

- поддержка многотарифного учета и профилирования нагрузки;

- независимость от сотового покрытия в зоне расположения абонентских точек;

- устойчивость оборудования к температурам от –40 до +70 °С и влажности до 95 %;

- возможность интеграции с существующими биллинговыми системами гарантирующего поставщика;

- соответствие требованиям ГОСТ Р 58984-2020, ПУЭ, ПТЭЭП и ФЗ № 522.

В качестве базовой технологии передачи данных выбрана Power Line Communication (PLC) стандартов G3-PLC и PRIME, что обусловлено использованием существующей инфраструктуры ВЛ 0,4 кВ в качестве физической среды, отсутствием абонентской платы за канал связи, высокой устойчивостью к климатическим факторам и возможностью построения самоорганизующихся mesh-сетей.

2.2 Разработка структурной схемы АСКУЭ

Проектируемая АСКУЭ построена по трехуровневой иерархической архитектуре, соответствующей требованиям СТО 56947007-25.040.30.17-2014 и отраслевым рекомендациям ПАО «Россети» [22].

Структурная схема системы представлена на рисунке 2.2.1.

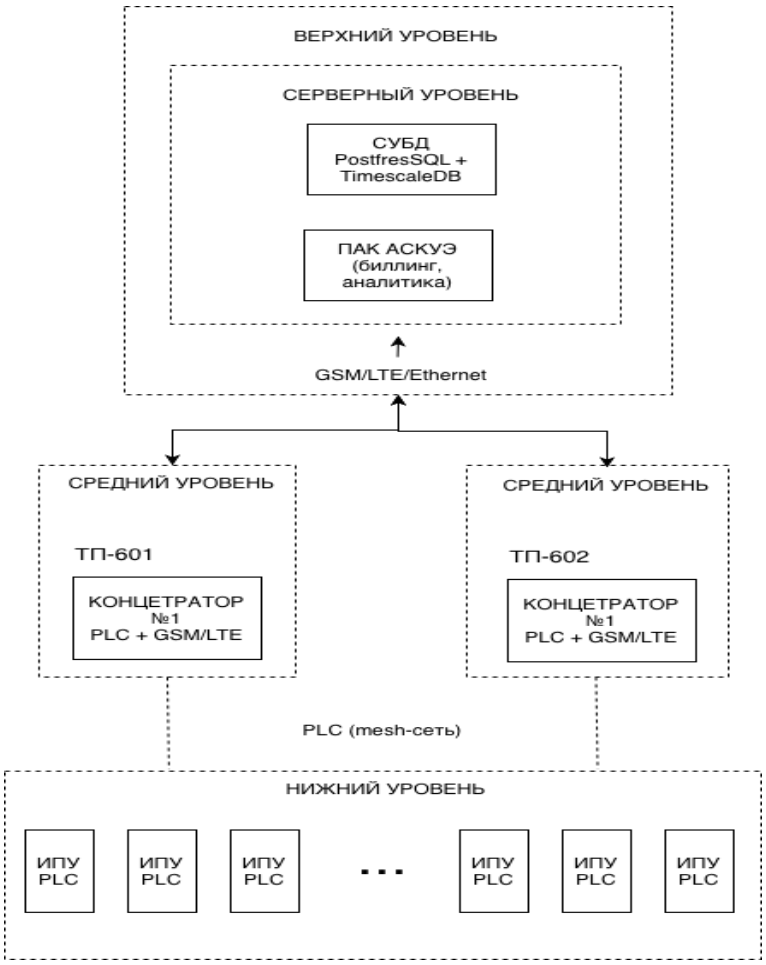


Рисунок 2.2.1 – Структурная схема АСКУЭ п. Средняя Усьва

Структурная схема системы (рисунок 2.2.1) включает следующие функциональные уровни:

Нижний уровень (уровень сбора данных) включает интеллектуальные приборы учета (ИПУ), установленные на границах балансовой принадлежности потребителей и на вводах в распределительные щиты. Каждый счетчик оснащен встроенным PLC-модемом, поддерживающим протоколы DLMS/COSEM и OFDM-модуляцию. ИПУ обеспечивают измерение активной и реактивной мощности, фиксацию профиля нагрузки, регистрацию событий (вскрытие корпуса, превышение лимитов, отклонение напряжения), а также хранение архивов за 12 месяцев.

Средний уровень (уровень концентрации и первичной обработки) формируется двумя концентраторами данных, размещенными на ТП-601 и ТП-602. Концентраторы выполняют следующие функции:

- опрос ИПУ по PLC-каналу с использованием mesh-маршрутизации;
- агрегацию и валидацию данных (проверка контрольных сумм, временных меток, выявление пропущенных интервалов);
- локальное хранение буферизированных данных в энергонезависимой памяти (до 14 суток при отсутствии связи с верхним уровнем);
- маршрутизацию трафика на верхний уровень через резервируемый канал (GSM/LTE или Ethernet).

Верхний уровень (уровень обработки и визуализации) включает серверный комплекс, расположенный в диспетчерском пункте сетевой организации. В состав входят:

- вычислительный сервер на базе промышленного ПК или виртуальной машины (CPU ≥ 4 ядра, RAM ≥ 16 ГБ, SSD ≥ 500 ГБ);
- СУБД реляционного и временного типов (PostgreSQL + TimescaleDB);
- программно-аппаратный комплекс АСКУЭ с модулями биллинга, аналитики потерь, управления тарифами и веб-интерфейсом для операторов;
- подсистема информационной безопасности (межсетевой экран, система контроля доступа, шифрование трафика TLS 1.3).

Потоки данных в системе организованы по следующему алгоритму:

1. ИПУ формируют пакет данных (показание, временная метка, статус, контрольная сумма) и передают его в PLC-сеть.

2. Сигнал распространяется по ВЛ 0,4 кВ, при необходимости ретранслируется через соседние узлы (mesh-режим).

3. Концентратор принимает пакет, проверяет целостность, записывает в локальный архив и формирует агрегированный отчет за опросный цикл.

4. По расписанию (каждые 6 часов) или по событию (авария, переполнение буфера) концентратор передает данные на сервер через GSM/LTE или Ethernet.

5. Сервер обрабатывает данные, выявляет аномалии, формирует счета и обновляет веб-интерфейс.

2.3 Обоснование и выбор элементной базы

Выбор оборудования произведен на основе сравнительного анализа технических характеристик, соответствия нормативным требованиям, климатической устойчивости и стоимости жизненного цикла. Основные компоненты системы приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Технические характеристики основного оборудования АСКУЭ

Наименование оборудования	**Технические параметры**	**Нормативное соответствие**	**Обоснование выбора**
Интеллектуальный счетчик однофазный	Класс точности 1.0, интервал 15 мин, IP54, –40…+70 °C, встроенный PLC G3-PRIME, DLMS/COSEM	ГОСТ Р 52320, ФЗ № 522	Поддержка mesh-топологии, сертификация для коммерческого учета, низкое энергопотребление (< 1,5 Вт)
Интеллектуальный счетчик трехфазный	Класс точности 0.5S/1.0, профили нагрузки, IP54, –40…+70 °C, PLC G3-PRIME, учет реактивной энергии	ГОСТ Р МЭК 62056-21	Точность для коммерческих балансов, совместимость с концентраторами, защита от магнитного воздействия
Концентратор данных	Поддержка до 512 узлов, PLC CENELEC A-band, GSM/LTE резерв, 72 ч автономности, edge-аналитика	СТО Россети, ГОСТ Р 58984	Гетерогенные каналы, буферизация, самоорганизация сети, соответствие требованиям кибербезопасности

Продолжение таблицы 2.3.1

Наименование оборудования	Технические параметры	Нормативное соответствие	Обоснование выбора
Сервер обработки данных	Intel Xeon/AMD EPYC, 32 ГБ RAM, RAID 10, Ubuntu Server 22.04, Docker-контейнеры	ФСТЭК, ГОСТ Р 57580.1	Масштабируемость, отказоустойчивость, поддержка микросервисной архитектуры
Программное обеспечение АСКУЭ	Модули сбора, валидации, биллинга, веб-интерфейс, API REST/MQTT	ФЗ № 522, ПТЭЭП	Открытые стандарты, интеграция с внешними системами, настраиваемые сценарии опроса

Выбор PLC-модемов на базе стандартов G3-PLC и PRIME обусловлен следующими факторами:

- Адаптивная модуляция OFDM. Использование 35–500 кГц диапазона с динамическим выбором поднесущих позволяет обходить частоты с промышленными помехами (частотные преобразователи, импульсные блоки питания, дуговые сварочные аппараты) [34].

- Mesh-топология. При потере прямой связи с концентратором узел автоматически находит альтернативный маршрут через 1–3 соседних счетчика. Перестройка сети занимает не более 30 секунд, что критически важно для условий рассредоточенной застройки.

- Совместимость с DLMS/COSEM. Протокол обеспечивает единый интерфейс обмена данными независимо от производителя счетчика, что исключает vendor lock-in и упрощает поэтапную замену оборудования.

- Кибербезопасность. Встроенные криптографические модули реализуют шифрование AES-128, цифровую подпись конфигураций и защиту от реплей-атак, что соответствует требованиям ФСТЭК для систем коммерческого учета.

Распределение оборудования по ТП выполнено с учетом загрузки линий и географии абонентов. На ТП-601 (82 потребителя) устанавливается концентратор №1, на ТП-602 (81 потребитель) – концентратор №2. Каждое

устройство обслуживает 4 ВЛ 0,4 кВ, что обеспечивает равномерную нагрузку на PLC-сеть и минимизирует количество ретрансляций.

2.4 Проектирование сети связи на базе PLC-технологий

Проектирование PLC-сети выполнено с учетом физических характеристик распространения сигнала в воздушных линиях 0,4 кВ, топологии распределительной сети и требований к надежности доставки данных.

Сигнал PLC в стандартах G3-PLC/PRIME передается по фазным и нулевому проводам ВЛ 0,4 кВ в диапазоне частот 35–500 кГц. Затухание сигнала определяется по формуле:

$$A(d, f) = \alpha(f) * d + \beta(f) * \sqrt{(f)} + L_{conn} \quad (1)$$

где: d - длина линии;

f - рабочая частота, кГц;

$\alpha(f)$ - коэффициент затухания (0,15-0,3 дБ/м);

$\beta(f)$ - коэффициент потерь на излучение;

L_{CONN} - потери на соединениях (клеммы, ответвления) [30].

Для ВЛ 0,4 кВ с проводом СИП-4 среднего сечения 35 мм² максимальная дальность устойчивой связи составляет 1,2–1,8 км при отсутствии мощных импульсных нагрузок. В условиях п. Средняя Усьва протяженность ответвлений не превышает 400 м, что обеспечивает стабильный сигнал с запасом по соотношению сигнал/шум (SNR ≥ 18 дБ).

Сеть построена по принципу самоорганизующегося mesh. Каждый узел (счетчик) выполняет следующие функции:

- передача собственных данных;
- ретрансляция пакетов от соседних узлов;
- мониторинг качества канала (SNR, BER, задержка).

Концентратор выступает в роли корневого узла (root node) и формирует дерево маршрутов. При обрыве линии или отключении узла сеть перестраивается в течение 10–30 секунд. Алгоритм выбора пути основан на метрике ETX (Expected Transmission Count), минимизирующей количество ретрансляций.

В PLC-сети реализованы следующие механизмы устойчивости:

- Notch-фильтрация. Исключение поднесущих в полосах 50–150 кГц при обнаружении гармоник от нелинейных нагрузок.

- Адаптивная модуляция. Переключение между BPSK, QPSK и 16-QAM в зависимости от SNR.

- Синхронизация по времени. Использование встроенных часов реального времени с погрешностью ≤ 1 с/сутки для корректной агрегации профилей нагрузки.

- Приоритизация трафика. Критические события (вскрытие, отключение, превышение лимита) передаются вне очереди с подтверждением доставки (ACK/NACK).

Концентраторы размещаются в шкафах учета на ТП-601 и ТП-602, защищенных от атмосферных осадков и прямого солнечного излучения. Питание осуществляется от шины 0,4 кВ через разделительный трансформатор 230/24 В и импульсный источник питания с резервным LiFePO4-аккумулятором 24 В/50 А·ч. Заземление выполнено по схеме TN-C-S с сопротивлением контура ≤ 4 Ом.

План расстановки оборудования АСКУЭ на территории п. Средняя Усьва представлен в Приложении А.

2.5 Разработка принципиальных электрических и монтажных схем

Принципиальные электрические схемы разработаны в соответствии с ГОСТ 2.702-2011 и ПУЭ 7-го издания. В состав конструкторской документации входят следующие графические материалы:

Схема подключения ИПУ с PLC-модемом приведена на рисунке 2.5.1.

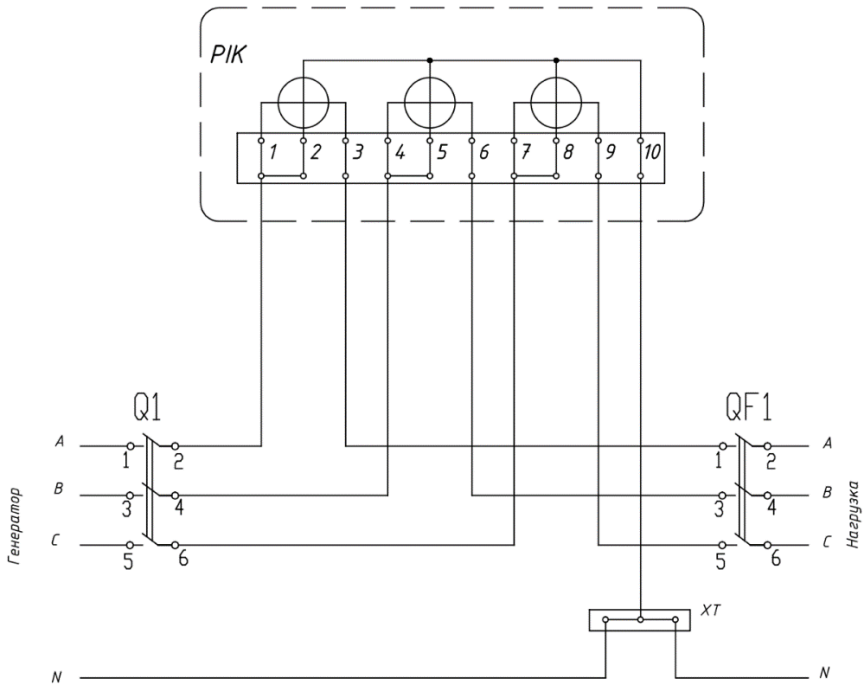


Рисунок 2.5.1 - Схема подключения однофазного индивидуального прибора учета со встроенным PLC модемом

Фазный и нулевой провода линии подключаются к клеммам L и N счетчика.

PLC-сигнал вводится в сеть через согласующий трансформатор связи (coupling capacitor + inductor) на частоте 35–500 кГц.

Интерфейс RS-485 (опционально) выведен на клеммы A/B для локальной диагностики.

Защитные элементы: УЗИП класса II (разрядник 40 кА), автоматический выключатель 10 А, предохранитель PLC-канала.

Схема монтажа концентратора на ТП приведена на рисунке 2.5.2.

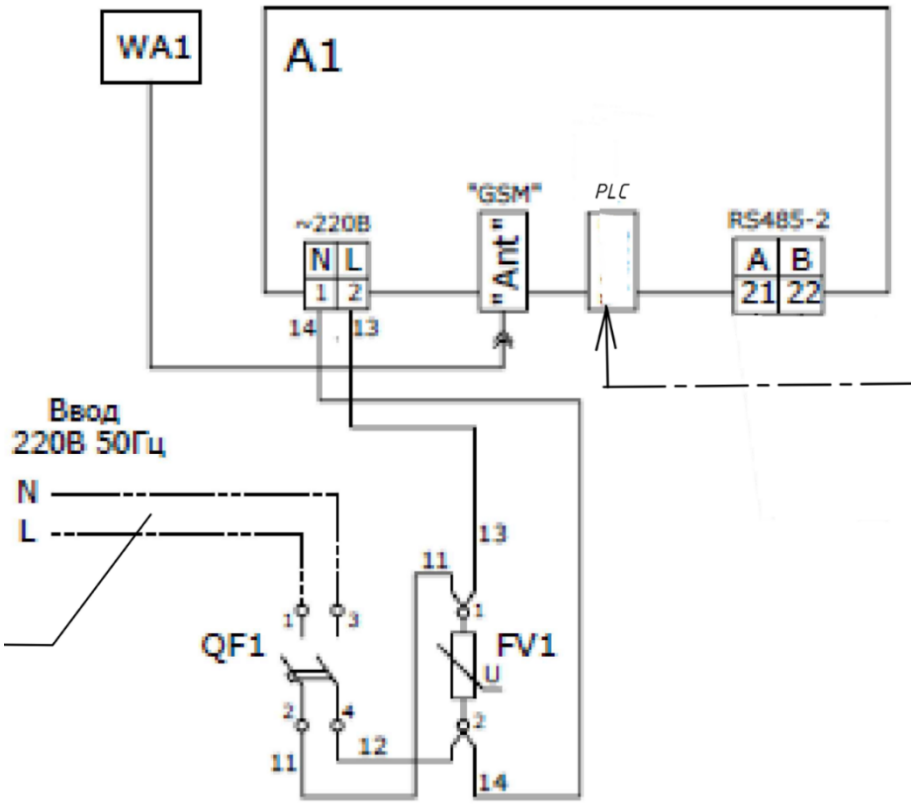


Рисунок 2.5.2 - Схема монтажа концентратора на ТП

Концентратор устанавливается на DIN-рейку в шкафу КРУН 0,4 кВ.

Питание: 230 В переменного тока через автомат ВА47-29, резервное питание от ИБП с временем автономной работы 72 ч.

PLC-интерфейс подключается к шине 0,4 кВ через разделительный контур (емкость 0,1 мкФ, дроссель 10 мГн).

GSM-антенна выводится на внешнюю панель шкафа с классом защиты IP65.

Заземление: подключение к контуру ТП через медный провод сечением 6 мм².

2.6 Алгоритм работы системы и программная реализация

Функционирование АСКУЭ описывается детерминированным алгоритмом, реализованным на уровне концентратора и серверного ПО. Алгоритм приведен на рисунке 2.6.1.

Рисунок 2.6.1 - Детерминированный алгоритм АСКУЭ

1. Концентратор формирует список узлов, задает интервал (15 мин для профилей, 24 ч для биллинга) и приоритеты.

2. Пакет DLMS/COSEM передается в PLC-сеть с использованием broadcast или unicast в зависимости от топологии.

3. Счетчик отвечает пакетом, содержащим показания, временную метку, статус и CRC. Концентратор проверяет целостность, сравнивает с предыдущим значением, выявляет аномалии (скачки > 20%, нулевые значения, рассинхронизация часов).

4. Валидированные данные записываются в локальную базу. При пропуске опроса применяется линейная интерполяция или экстраполяция по среднему за аналогичный период.

5. Агрегированные отчеты отправляются по расписанию или при достижении порога заполнения буфера (80 %). Используется протокол MQTT с QoS 1 (минимум одна доставка).

6. Данные декодируются, заносятся в СУБД, запускаются расчетные модули (балансы, потери, тарифы). При обнаружении критических событий формируются уведомления оператору.

7. При потере связи с сервером концентратор сохраняет данные локально. После восстановления соединения выполняется синхронизация с проверкой целостности архива.

Программная архитектура сервера:

- Backend: Python/FastAPI, асинхронная обработка MQTT, микросервисы валидации, биллинга, аналитики.
- Database: TimescaleDB (временные ряды), PostgreSQL (справочники, пользователи, конфигурации).
- Frontend: React.js, веб-интерфейс с дашбордами, графиками нагрузки, картой сети, отчетами.
- Интеграция: REST API для биллинга, SOAP/HTTP для ГИС ЖКХ, экспорт CSV/PDF.

Код системы модульный, покрыт юнит-тестами, документация соответствует стандартам ISO/IEC 25010. Все компоненты развернуты в Docker-контейнерах с оркестрацией через Docker Compose, что обеспечивает масштабируемость и упрощает обновление.

2.7 Расчетные обоснования и технико-экономические параметры

Расчет надежности системы

Надежность АСКУЭ оценивается через коэффициент готовности $К_Г$:

$$К_Г = \frac{T_{работы}}{T_{работы} + T_{простоя}} \quad (2)$$

Среднее время наработки на отказ (MTBF) для компонентов:

- ИПУ с PLC: 150 000 ч;
- Концентратор: 100 000 ч;
- Сервер: 200 000 ч;
- Канал PLC: 50 000 ч (с учетом mesh-резервирования).

При параллельном резервировании каналов и автоматическом переключении системный показатель средней наработке на отказ рассчитывается по формуле:

$$MTBF_{\text{сист}} = \frac{1}{\sum \lambda_i} = \frac{1}{\frac{1}{150\,000} + \frac{1}{100\,000} + \frac{1}{200\,000} + \frac{1}{50\,000}} \approx 24000\ x \approx 24000 \text{ ч} \quad (3)$$

С учетом времени восстановления (MTTR = 4 ч) коэффициент готовности составляет:

$$К_{\Gamma} = \frac{24\,000}{24000 + 4} = 0{,}9998 = 99{,}98\% \quad (4)$$

Что соответствует требованиям ПТЭЭП для систем коммерческого учета.

2.8 Технические карты на обслуживание и ремонт

Для обеспечения бесперебойной работы АСКУЭ разработаны технические карты, соответствующие требованиям ПОТЭЭ и ГОСТ 12.3.019-80.

Все работы выполняются с соблюдением требований электробезопасности: отключение питания, проверка отсутствия напряжения, установка переносных заземлений, использование СИЗ. Документирование работ ведется в электронном журнале ТО с привязкой к идентификаторам оборудования.

Объем операций по ежемесячному обслуживанию АСКУЭ приведен в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1 - Карта ТО-1 (ежемесячная)

Операция	**Метод выполнения**	**Периодичность**	**Ответственный**
Проверка связи концентратор-сервер	Ping, мониторинг MQTT	Ежемесячно	Оператор АСКУЭ
Анализ качества PLC-сигнала	Веб-интерфейс концентратора, SNR ≥ 15 дБ	Ежемесячно	Инженер связи
Проверка целостности архивов	Сверка с биллингом, выявление пропусков	Ежемесячно	Инженер СТЭЭ
Осмотр шкафов ТП	Визуальный контроль, отсутствие влаги, конденсата	Ежемесячно	Электромонтер

Не реже двух раз в год в системе АСКУЭ должны проводится техническое обслуживание в объеме операций, приведенных в таблице 2.8.2.

Таблица 2.8.2 - Карта ТО-2 (полугодовая)

Операция	**Метод выполнения**	**Периодичность**	**Ответственный**
Тестирование резервного питания	Отключение сети, проверка ИБП 72 ч	1 раз в 6 мес.	Электромонтер
Обновление прошивок	OTA-обновление через сервер, контроль версий	1 раз в 6 мес.	Системный администратор
Калибровка часов ИПУ	Сверка с NTP-сервером, погрешность ≤ 1 с/сутки	1 раз в 6 мес.	Инженер метрологии
Проверка заземления и УЗИП	Измерение сопротивления ≤ 4 Ом, визуальный контроль	1 раз в 6 мес.	Электромонтер

В случае выхода из строя компонентов АСКУЭ должны производиться ремонтные работы в объеме карты аварийного ремонта, в соответствии с таблицей 2.8.3.

Таблица 2.8.3 - Карта аварийного ремонта:

Неисправность	**Симптомы**	**Действия**	**Время восстановления**
Потеря связи с узлом	Offline в интерфейсе, SNR < 5 дБ	Проверка клемм, замена предохранителя, перезагрузка	2–4 ч

Продолжение таблицы 2.8.3

Неисправность	Симптомы	Действия	Время восстановления
Отказ концентратора	Нет передачи на сервер, индикация аварии	Замена блока питания, переключение на резервный канал	4–6 ч
Сбой ПО сервера	Ошибки БД, недоступность веб-интерфейса	Откат к снапшоту, перезапуск контейнеров	1–2 ч
Механическое повреждение ВЛ	Обрыв провода, КЗ, отсутствие сигнала	Локализация участка, восстановление линии, повторный опрос	6–24 ч

2.9 Сравнительный анализ интеллектуальных приборов учета для АСКУЭ

Выбор приборов учета для модернизации системы электроснабжения п. Средняя Усьва произведен на основе сравнительного анализа продукции ведущих российских производителей: АО «Концерн Энергомера», АО «Тайпит» (торговая марка «НЕВА») и ООО НПП «Миртек». Анализ выполнен с учетом требований ПАО «Россети» к интеллектуальным системам учета, технических условий эксплуатации в сельских распределительных сетях и экономических показателей жизненного цикла оборудования.

2.9.1 Нормативные требования ПАО «Россети» к приборам учета

В соответствии со СТО 56947007-25.040.30.17-2014 «Технические требования к автоматизированным системам коммерческого учета электроэнергии в распределительных сетях» и «Стандартом организации ПАО «Россети» по интеллектуальному учету», приборы учета для установки в распределительных сетях 0,4 кВ должны соответствовать следующим требованиям:

Метрологические характеристики:

- Класс точности по активной мощности: не ниже 1.0 для однофазных и 0.5S/1.0 для трехфазных счетчиков;
- Класс точности по реактивной мощности: не ниже 2.0;
- Базовый (максимальный) ток: 5(60) А или 5(80) А для однофазных, 5(7) А или 10(100) А для трехфазных;
- Номинальное напряжение: 230 В для однофазных, 3×230/400 В для трехфазных.

Функциональные требования:

- Поддержка многотарифного учета (не менее 4 тарифов);
- Фиксация профиля нагрузки с интервалом 15–30 минут;
- Хранение данных не менее 12 месяцев;
- Встроенный PLC-модем с поддержкой стандартов G3-PLC и/или PRIME;
- Поддержка протокола обмена DLMS/COSEM;
- Регистрация событий (вскрытие корпуса, воздействие магнитного поля, отклонение напряжения, обрыв фаз);
- Часы реального времени с точностью хода не хуже ±0,5 с/сутки;
- Интерфейсы связи: оптопорт, PLC, опционально RS-485.

Конструктивные требования:

- Степень защиты корпуса: не ниже IP51 для установки в помещениях, IP54 для уличной установки;
- Диапазон рабочих температур: не уже –40…+70 °C;
- Габаритные размеры: совместимость со стандартными щитами и DIN-рейками;
- Масса: не более 1,5 кг для однофазных, 2,5 кг для трехфазных.

Требования к надежности:

- Средний срок службы: не менее 30 лет;
- Межповерочный интервал: не менее 16 лет;
- Наработка на отказ: не менее 150 000 ч;

- Гарантийный срок: не менее 5 лет.

Требования кибербезопасности:

- Поддержка шифрования данных (AES-128/256);
- Защита от несанкционированного доступа;
- Цифровая подпись конфигураций и прошивок;
- Соответствие требованиям ФСТЭК России.

2.9.2 Сравнительная характеристика приборов учета

Для анализа выбраны модели счетчиков, рекомендованные ПАО «Россети» для установки в распределительных сетях 0,4 кВ и поддерживающие PLC-технологии:

- Энергомера CE308 R5.1 (однофазный) и CE303 R33 (трехфазный) – производство АО «Концерн Энергомера», г. Ставрополь;
- НЕВА МТ 324 AR E4BS (однофазный) и НЕВА МТ 323 AR E4BS (трехфазный) – производство АО «Тайпит», г. Санкт-Петербург;
- Миртек-12-ру (однофазный) и Миртек-32-ру (трехфазный) – производство ООО НПП «Миртек», г. Пенза.

Основные технические характеристики приведены в таблице 2.9.2.1.

Таблица 2.9.2.1 – Сравнительные технические характеристики приборов учета

Характеристика	Энергомера CE308/CE303	НЕВА МТ 324/323	Миртек-12/32-ру
Производитель	АО «Концерн Энергомера»	АО «Тайпит»	ООО НПП «Миртек»
Класс точности (активная/реактивная)	1.0/2.0 (1ф), 0.5S/1.0 (3ф)	1.0/2.0 (1ф), 1.0/2.0 (3ф)	1.0/2.0 (1ф), 0.5S/1.0 (3ф)
Номинальное напряжение, В	230 (1ф), 3×230/400 (3ф)	230 (1ф), 3×230/400 (3ф)	230 (1ф), 3×230/400 (3ф)
Базовый (макс.) ток, А	5(60), 5(100)	5(60), 5(100)	5(60), 5(100)
PLC-модем	G3-PLC, PRIME (встроенный)	G3-PLC (встроенный)	G3-PLC, PRIME (встроенный)
Протокол связи	DLMS/COSEM, ГОСТ Р МЭК 62056	DLMS/COSEM, ГОСТ Р МЭК 62056	DLMS/COSEM, ГОСТ Р МЭК 62056

Продолжение таблицы 2.9.2.1

Тарифы	4	4	8
Профиль нагрузки	15–60 мин	15–60 мин	1–60 мин
Глубина архива, мес.	12	12	24
Степень защиты	IP51/IP54	IP51/IP54	IP54
Диапазон температур, °C	–45…+70	–40…+70	–40…+70
Срок службы, лет	30	30	30
Межповерочный интервал, лет	16	16	16
Гарантийный срок, лет	5	5	5
Наработка на отказ, ч	180 000	150 000	220 000
Кибербезопасность	AES-128, ФСТЭК	AES-128, ФСТЭК	AES-256, ФСТЭК

2.9.3 Анализ производителей и их продукции

АО «Концерн Энергомера»

АО «Концерн Энергомера» – один из крупнейших российских производителей приборов учета электроэнергии, основанный в 1993 году. Предприятие входит в топ-3 производителей счетчиков в России с долей рынка около 25%.

Преимущества:

1. Широкая сеть сервисных центров по всей территории РФ (более 80 центров);

2. Многолетний опыт поставок для ПАО «Россети» (более 15 лет сотрудничества);

3. Собственное производство PLC-модемов, оптимизированных для российских сетей;

4. Высокая надежность: наработка на отказ 180 000 ч;

5. Расширенный диапазон рабочих температур (–45…+70 °C), что критично для условий п. Средняя Усьва;

6. Полная совместимость с АСКУЭ на базе отечественного ПО;

7. Наличие сертификатов соответствия требованиям ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011.

Недостатки:

1. Средняя стоимость на 5–7% выше конкурентов;

2. Ограниченная гибкость в настройке профиля нагрузки (минимальный интервал 15 мин);

3. Стандартное шифрование AES-128 (менее стойкое по сравнению с AES-256).

АО «Тайпит» (торговая марка «НЕВА»)

АО «Тайпит» – санкт-петербургское предприятие, работающее на рынке с 1992 года. Торговая марка «НЕВА» является одной из самых узнаваемых в сегменте приборов учета.

Преимущества:

1. Наиболее конкурентная цена на рынке (на 3–5% ниже аналогов);

2. Компактные габариты, удобство монтажа в стесненных условиях;

3. Интуитивно понятный пользовательский интерфейс;

4. Быстрая техническая поддержка (среднее время реакции 4 ч);

5. Интеграция с популярными биллинговыми системами;

6. Устойчивость к электромагнитным помехам (класс устойчивости EMC III).

Недостатки:

1. Только стандарт G3-PLC (отсутствует поддержка PRIME);

2. Класс точности трехфазных счетчиков 1.0 (ниже, чем 0.5S у конкурентов);

3. Меньшая наработка на отказ (150 000 ч против 180 000–220 000 ч);

4. Ограниченный диапазон рабочих температур (–40 °C, что может быть недостаточно для экстремальных зимних условий Пермского края);

5. Меньшее количество сервисных центров в регионах (около 45).

ООО НПП «Миртек»

ООО НПП «Миртек» – пензенское предприятие, специализирующееся на производстве интеллектуальных систем учета с 2007 года. Компания

позиционирует себя как разработчик высокотехнологичных решений с расширенным функционалом.

Преимущества:

1. Максимальная наработка на отказ (220 000 ч) – лучший показатель среди конкурентов;

2. Расширенный функционал: до 8 тарифов, профиль нагрузки с интервалом от 1 минуты;

3. Глубина архива 24 месяца (в 2 раза больше конкурентов);

4. Усиленная кибербезопасность: шифрование AES-256;

5. Поддержка обоих стандартов PLC: G3-PLC и PRIME;

6. Класс точности трехфазных счетчиков 0.5S (повышенная точность для коммерческого учета);

7. Степень защиты IP54 для всех модификаций;

8. Возможность модернизации прошивки «по воздуху» (OTA).

Недостатки:

1. Наибольшая стоимость среди рассматриваемых вариантов (на 5–8% выше);

2. Меньший опыт массовых поставок для ПАО «Россети» (основные поставки с 2015 года);

3. Ограниченная сеть сервисных центров (около 35);

4. Более сложная настройка требует квалифицированного персонала;

5. Увеличенные габариты (на 15–20% больше аналогов).

2.9.4 Оценка соответствия требованиям ПАО «Россети»

Для объективного сравнения произведена оценка каждого варианта по критериям, установленным в технических требованиях ПАО «Россети». Результаты представлены в таблице 2.9.4.1.

Таблица 2.9.4.1 – Оценка соответствия требованиям ПАО «Россети»

Критерий	Вес критерия	Энергомера	НЕВА	Миртек
Метрологические характеристики	0,2	0,95	0,85	1
Функциональность PLC-модема	0,15	0,95	0,8	1
Надежность и срок службы	0,2	0,9	0,75	1
Климатическая устойчивость	0,15	1	0,8	0,9
Кибербезопасность	0,1	0,85	0,85	1
Стоимость владения	0,1	0,85	0,95	0,8
Сервисная поддержка	0,1	0,95	0,8	0,75
Интегральная оценка	1	0,91	0,82	0,92

Методика расчета: каждый критерий оценивается по шкале от 0 до 1, где 1 – полное соответствие лучшим доступным показателям. Интегральная оценка рассчитывается как взвешенная сумма:

$$I = \Sigma (wi \cdot xi) \quad (5)$$

где wi – вес критерия, xi – оценка по критерию.

2.9.5 Рекомендации по выбору приборов учета

На основании проведенного сравнительного анализа и оценки соответствия требованиям ПАО «Россети» для модернизации системы учета в п. Средняя Усьва рекомендуется к применению продукция АО «Концерн Энергомера» (счетчики CE308 R5.1 для однофазных потребителей и CE303 R33 для трехфазных).

Обоснование выбора:

1. Оптимальное соотношение цены и качества. При интегральной оценке 0,91 (второе место после «Миртек» с 0,92) стоимость оборудования «Энергомера» на 5% ниже, что при объеме закупки 163 единицы дает экономию около 32 000 руб. без потери функциональности.

2. Климатическая адаптация. Расширенный диапазон рабочих температур (–45…+70 °C) критически важен для условий п. Средняя Усьва, где минимальные зимние температуры достигают –35 °C. Счетчики «НЕВА» с нижней границей –40 °C имеют меньший запас надежности.

3. Проверенная надежность в сетях ПАО «Россети». АО «Концерн Энергомера» имеет 15-летний опыт поставок для распределительных сетей компании, положительную статистику эксплуатации (доля отказов в гарантийный период менее 0,5%), что снижает риски при приемке системы в эксплуатацию.

4. Развитая сервисная инфраструктура. Наличие сервисного центра в г. Пермь (региональный центр обслуживания) обеспечивает время реакции на аварийные ситуации не более 24 ч, что соответствует требованиям ПОТЭЭ.

5. Совместимость с PLC-сетью. Встроенные модемы с поддержкой обоих стандартов (G3-PLC и PRIME) обеспечивают гибкость при построении mesh-сети и совместимость с концентраторами различных производителей.

6. Соответствие требованиям ФЗ № 522. Все модели сертифицированы для интеллектуального учета, внесены в реестр средств измерений, соответствуют требованиям по кибербезопасности (ФСТЭК).

Альтернативный вариант. В случае необходимости максимальной точности учета на трехфазных вводах (коммерческие потребители с нагрузкой свыше 15 кВт) допускается применение счетчиков «Миртек-32-ру» с классом точности 0.5S. Это оправдано для 10–15% трехфазных абонентов (около 5–6 единиц из 33).

Не рекомендуется. Применение счетчиков «НЕВА» в условиях п. Средняя Усьва не рекомендуется по причине:

1. недостаточного запаса по нижнему пределу рабочих температур;

2. отсутствия поддержки стандарта PRIME (ограничивает совместимость);

3. меньшей наработки на отказ (150 000 ч), что повышает риск отказов в период гарантийной эксплуатации.

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ

В рамках данного раздела выпускной работы рассматриваются инженерно-организационные решения, призванные минимизировать производственные риски и обеспечить безопасную эксплуатацию модернизируемой системы учета электроэнергии. Реализация установленных стандартов охраны труда позволяет гарантировать защиту от поражения электрическим током, возгораний и взрывов в зоне размещения измерительных и коммутационных устройств, а также сформировать комфортные условия для диспетчеров и электротехнического персонала, ответственного за мониторинг и обслуживание оборудования АСКУЭ.

Производственные процессы на предприятии должны организовываться с учетом действующей системы управления охраной труда, представляющей комплекс положений, определяющих единый порядок организации работы, направленный на создание и обеспечение безопасных условий труда. В производственном отделении Чусовские электрические сети введена в действие Система управления охраной труда ПАО «Россети Урал» (СУОТ) [Приказ филиала ПАО «Россети Урал» - «Пермэнерго» от 12.03.2024 № 123.], который является локальным нормативным документом и закладывает основы унифицированной системы менеджмента охраны труда на объекте, детализируя задачи и права должностных лиц, экспертного персонала и исполнителей рабочих профессий при реализации политики промышленной безопасности.

Под системой управления охраной труда (далее - СУОТ) ПО ЧуЭС понимается часть общей системы управления производственного отделения, обеспечивающая управление рисками в области безопасности труда и охраны здоровья, связанными с деятельностью филиала. Система включает организационную структуру, деятельность по планированию, распределению ответственности и анализу выполненных мероприятий в сфере охраны труда.

Комплекс мер по охране труда в процессе эксплуатации модернизируемого объекта ориентирован на поддержание здоровья и

профессиональной активности персонала, минимизацию непроизводительных простоев и, соответственно, рост эффективности производства. Практическая реализация этих задач обеспечивается за счёт приведения параметров производственной среды к установленным гигиеническим нормативам, перевода рутинных операций на автоматизированный контроль с использованием интеллектуальных устройств АСКУЭ, а также назначения компенсаций и льгот по результатам специальной оценки условий труда (СОУТ).

Мероприятия разрабатываются в соответствии с основами законодательства Российской Федерации об охране труда (постановление Правительства России от 26.08.95 г. № 843 «О мерах по улучшению условий и охраны труда»), а также другими нормативно-правовыми актами по охране труда.

Организация условий и охраны труда, работающих на предприятиях электроэнергетики с учетом соблюдения правил по технике безопасности при эксплуатации электроустановок, действующих строительных норм и правил, правил пожарной безопасности и так далее.

3.1 Перечень опасных и вредных производственных факторов

В соответствии с Стандартом организации «Идентификация опасностей и оценка профессиональных рисков. Контроль рисков и управление профессиональными рисками в ОАО "МРСК Урала" [СТО ИСМ-МРСК-18-2022], которые разработаны на основе Стандарта Международной организации по стандартизации «Риск-менеджмент – Принципы и рекомендации», Политики по управлению рисками ОАО «МРСК Урала», утвержденной советом директоров 04.06.2010г. идентифицированы и классифицированы следующие риски профессиональных опасностей при работе в службе транспорта электрической энергии производственного отделения, таблица 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Классификация рисков профессиональных опасностей для рабочего места инженера

Участок /установка	**Вид деятельности**	**Опасность**	**Опасное событие**	**Последствия**	**Ситуация**	**Риск**	
						Степень риска	**Категория**
1	2	3	4	5	6	14	15
Административный корпус	Офисная работа	Высокая температура воздуха (жара)	Несоблюдение режима труда и отдыха и продолжительности рабочего дня	Тепловой удар	Нормальная	Незначимый	Низкий
Административный корпус	Эксплуатация персонального компьютера	Статическое электричество	Несоблюдение режима труда и отдыха и продолжительности рабочего дня	Переутомление, сердечно-сосудистые заболевания	Нормальная	Значимый	Средний
Административный корпус	Эксплуатация персонального компьютера	Магнитное поле	Несоблюдение режима труда и отдыха и продолжительности рабочего дня	Снижение уровня зрения	Нормальная	Значимый	Средний
Административный корпус	Эксплуатация электроприборов	Электроэнергия	Несоблюдение техники безопасности	Электрический удар	Нормальная	Незначимый	Низкий
Административный корпус	Офисная работа	Освещенность рабочей зоны	Повышенный или пониженный коэффициент пульсации	Снижение уровня зрения	Нормальная	Незначимый	Несущественный
Коридор, лестничные марши	Офисная работа	Скользкие поверхности	Несвоевременное покрытие скользких поверхностей противоскользящими материалами	Переломы, ушибы, вывихи частей тела	Нормальная	Незначимый	Несущественный

Также определены существенные риски для данного рабочего места, таблица 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Классификация рисков существенных для рабочего места инженера

Участок /установка	Вид деятельности	Опасность	Опасное событие	Последствия	Ситуация	Риск	
						Балл	Категория
1	2	3	4	5	6	7	8
Административный корпус	Эксплуатация персонального компьютера	Статическое электричество	Несоблюдение режима труда и отдыха и продолжительности рабочего дня	Переутомление, сердечно-сосудистые заболевания	Нормальная	53	Средний
Административный корпус	Эксплуатация персонального компьютера	Магнитное поле	Несоблюдение режима труда и отдыха и продолжительности рабочего дня	Снижение уровня зрения	Нормальная	43	Средний

Все эти факторы могут явиться причиной возникновения у работников профессиональных заболеваний.

3.2 Мероприятия по охране труда специалистов

Под мероприятиями в сфере охраны труда понимается регламентированная деятельность предприятия, ориентированная на достижение целевых показателей безопасности персонала. Данные инициативы формируются с учётом требований действующего законодательства, внутренних нормативных документов и корпоративной политики в области ОТ, выступая структурным элементом системы управления охраной труда (СУОТ) и обеспечивая практическую реализацию утверждённых программ безопасности.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 12.0.006—2002 и гармонизированными международными стандартами (в частности, серией ИСО 45001), организация обязана внедрить и поддерживать механизм постоянного мониторинга производственных опасностей. Это включает систематическую оценку профессиональных рисков, внедрение мер по их

минимизации, а также разработку превентивных и корректирующих действий на основе данных инструментального контроля условий труда.

При проектировании любого элемента программы безопасности необходимо чётко определить его назначение, целевую аудиторию и планируемые показатели эффективности. Исходя из сформулированных задач, подбираются оптимальные методы реализации, распределяются ответственные исполнители и формируются профильные рабочие группы или комиссии. Принципиально важным условием является обязательное включение в состав таких органов представителей персонала, непосредственно затрагиваемого планируемыми изменениями.

Успешность внедрения запланированных мер напрямую зависит от чёткого регламентирования сроков исполнения, системы документального учёта выполненных работ, а также механизмов раннего предупреждения и оперативного устранения отклонений. На этапе проектирования требуется детальное технико-экономическое обоснование, включая расчёт необходимого материально-технического оснащения, определение бюджета и утверждение квалифицированного кадрового состава.

Календарные планы конкретизируют стратегию предприятия в области безопасности. При их формировании целесообразно применять типовую классификацию мероприятий, разделяя их на четыре основные группы: организационно-распорядительные, санитарно-гигиенические, инженерно-технические, а также направленные на обеспечение средствами индивидуальной защиты.

Организационные мероприятия по охране труда - часть общей системы организации труда и производства, предусмотрены нормативными документами. К ним относятся: выполнение требований научной организации труда; аттестация и сертификация рабочих мест; инструктирование персонала по ОТ; профессиональный отбор и организация медицинских осмотров; социальное страхование; расстановка персонала в соответствии с квалификацией; разработка планов ликвидации последствий аварий;

разработка и выполнение планов осмотра и ремонта оборудования; разработка графика уборки рабочих мест; составление перечня опасных работ; расследование, учет и анализ несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний; организация специального питания; пропаганда охраны труда; разработка системы мер поощрения и наказания. На опасных производственных объектах к числу организационных мероприятий по охране труда относятся также: лицензирование опасных работ; сертификация оборудования; расследование аварий и ликвидация их последствий; прогнозирование чрезвычайных ситуаций; экспертиза и декларирование промышленной безопасности; страхование ответственности.

Инженерно-гигиенические меры безопасности преимущественно закладываются на этапе архитектурно-строительного проектирования объекта и корректируются в ходе эксплуатации по мере возникновения производственных потребностей. В данный блок включаются: соблюдение нормативов при размещении и благоустройстве производственной территории, основных и подсобных сооружений, складских зон и технологических помещений; поддержание регламентированных показателей микроклимата и качества воздушной среды посредством систем приточно-вытяжной вентиляции, климат-контроля и отопления; организация нормативного уровня освещённости рабочих поверхностей; оснащение объекта раздевалками, душевыми, зонами отдыха и сантехническим оборудованием; а также реализация принципов эргономики производственной среды и экологической безопасности.

Технический комплекс мер ориентирован на приведение эксплуатационных характеристик оборудования, инженерных сетей, транспортных и подъёмных механизмов в соответствие с действующими нормами промышленной безопасности. Сюда же входит оснащение рабочих мест современными средствами коллективной защиты и инструментальными системами мониторинга вредных производственных факторов. Базовые решения предполагают перевод трудоёмких операций на автоматизированный

режим, внедрение дистанционного управления технологическими процессами, использование программируемых контроллеров, а также интеграцию систем аварийной блокировки и светозвуковой сигнализации. Специализированные меры включают монтаж защитных ограждений, установку экранов от электромагнитного и теплового излучения, соблюдение стандартов электробезопасности при обслуживании электроустановок, а также применение заземляющих и зануляющих устройств.

Блок индивидуальной защиты персонала регламентирует подбор сертифицированных средств индивидуальной защиты, соответствующих классу выполняемых работ и выявленным профессиональным рискам. Особое внимание уделяется организации регламентированного хранения, своевременной проверке и замене изношенных или повреждённых элементов экипировки, а также проведению обязательных инструктажей и практических тренировок по правильному применению СИЗ в штатных и аварийных ситуациях.

Формирование ежегодного плана безопасности осуществляется на основе Типового перечня мероприятий, утверждённого Приказом Минтруда России от 29.10.2021 № 771н. В качестве информационной базы выступают данные специальной оценки условий труда (СОУТ), протоколы инструментальных замеров, выводы надзорных органов, а также предписания по устранению выявленных нарушений. Дополнительно учитываются решения внутренней комиссии по охране труда, инициативы первичных профсоюзных организаций, уполномоченных представителей трудового коллектива и прямые предложения сотрудников, направленные на оптимизацию производственных процессов.

3.3 Мероприятия по противопожарной безопасности

Нормы НПБ 105-03 устанавливают методику определения категорий помещений и зданий (или частей зданий между противопожарными стенами — пожарных отсеков) производственного и складского назначения по

взрывопожарной и пожарной опасности в зависимости от количества и пожаровзрывоопасных свойств находящихся (обращающихся) в них веществ и материалов с учетом особенностей технологических процессов, размещенных в них производств. Методика должна использоваться при разработке ведомственных норм технологического проектирования, касающихся категорирования помещений и зданий.

Категории помещений и зданий определяются, исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов. Все это подтверждается расчетом, в соответствии с методиками, изложенными в вышеуказанных документах. При этом проверка выполняется от наиболее опасной (А) к наименее опасной (Д). В таблице 9 приведены классификация категории помещений по взрывопожарной и пожарной безопасности.

Таблица 3.3.1 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной безопасности

Категория помещения	**Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении**
1	2
А взрывопожароопасная	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28^0С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожароопасная	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28^0С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожароопасные	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б
Г	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистой теплоты, искр и пламени; горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Рабочие места службы транспорта электрической энергии расположены в здании лабораторно – производственного корпуса производственной базы предприятия, по адресу г. Чусовой, ул. Фрунзе 39. Данное служебное помещение представляет собой трехэтажное здание, с распложенными в нем кабинетами и узлом связи.

Исходя из таблицы 3.3.1 и описания помещения, в соответствии с нормами НПБ 105-03 данное помещение относится к *категории Д* по взрывопожарной и пожарной опасности.

Экологические аспекты производственного отделения Чусовские электрические сети

Мероприятия по организации работы в области охраны окружающей среды выполняются на основании следующих локальных нормативных актов:

- СТО ООС-МРСК-ДПКиОТ-06-2011 «Руководство по организации работы в области охраны окружающей среды»;
- СТО ООС-МРСК-ДПКиОТ-05-2022 «Руководство по организации работы по оценке соответствия объектов требованиям природоохранного законодательства»;
- СТО ООС-МРСК-ДПКиОТ-04-2022 «Руководство по организации работы в области охраны недр и почв от загрязнения и истощения»;
- СТО ООС-МРСК-ДПКиОТ-03-2022 «Руководство по организации работы в области охраны воздушного бассейна»;
- СТО ООС-МРСК-ДПКиОТ-02-2022 «Руководство по организации работы в области охраны водного бассейна»;
- СТО ООС-МРСК-ДПКиОТ-01-2022 «Нормативно-правовые требования в области охраны окружающей среды и рационального природопользования применительно к объектам электроэнергетики».

При оценке экологической безопасности модернизируемого объекта использованы критерии стандарта СТО ИСМ-МРСК-19-2011. На их основе в производственном отделении «Чусовские электрические сети» выполнен аудит экологических аспектов: определены источники негативного воздействия, ранжированные по степени влияния на экосистему региона. Сводные данные по результатам идентификации приведены в Приложении Б.

В процессе производственной деятельности предприятия образуются отходы производства и потребления, таблица 3.3.2.

Таблица 3.3.2 – Общие сведения о количестве (массе) отходов с указанием их класса опасности для окружающей среды

№ п/п	Название отхода	Код по ФККО	Кл. оп.	Годовой норматив образования [т]
1	Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	3533010013011	1	0,245
Итого I класса опасности:				0,245
2	Кислота аккумуляторная серная отработанная	5210010102012	2	0,001
Итого II класса опасности				0,001
3	Аккумуляторы свинцовые отработанные неразобранные, со слитым электролитом	9211010213013	3	0,0026
4	Масла моторные отработанные	5410020102033	3	0,018
5	Масла трансмиссионные отработанные	5410020602033	3	0,00072
6	Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел 15% и более)	5490270101033	3	0,0389
Итого III класса опасности				0,06
7	Покрышки отработанные	5750020213004	4	0,0087
8	Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	9120040001004	4	13,0
Итого IV класса опасности				13,0087
9	Лом черных металлов несортированный	3513010001995	5	20,79
10	Лом алюминия несортированный	3531010101995	5	18,38
11	Древесные отходы из натуральной чистой древесины несортированные	1711200001005	5	52,2
12	Отходы керамики в кусковой форме	3140070201995	5	4,17
13	Стеклянный бой незагрязненный (исключая бой стекла электронно-лучевых трубок и люминесцентных ламп)	3140080201995	5	0,049
14	Бой железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме	3140270201995	5	39,1
15	Остатки и огарки стальных сварочных электродов	3512160101995	5	0,012
16	Прочие коммунальные отходы (мусор и смет с территории промышленных предприятий)	9900000000000	5	20,91
Итого V класса опасности:				155,611
ИТОГО отходов:				168,926

Все объекты размещения отходов предприятия предназначены для временного хранения отходов сроком размещения до 3 лет.

ПО Чусовские электрические сети не имеет собственных объектов размещения отходов (мест временного хранения отходов), сроком размещения более 3 лет. Исходя из этого, на предприятии планируется следующие мероприятия в области обращения с отходами, таблица 3.3.3.

Таблица 3.3.3 – Информация о планируемых мероприятиях в области обращения с отходами

Вид отхода		Наименование мероприятия	Ожидаемый экологический эффект
Наименование	**Код**		
1	**2**	**3**	**6**
Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	3533010013011	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Кислота аккумуляторная серная отработанная	5210010102012	Заключение договора на передачу отходов специализированным лицензированным организациям для обезвреживания.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Аккумуляторы свинцовые отработанные не разобранные, со слитым электролитом	9211010213013	Заключение договора на передачу отходов специализированным лицензированным организациям для обезвреживания.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Масла моторные отработанные	5410020102033	Заключение договора на передачу отходов специализированным лицензированным организациям для обезвреживания.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Масла трансмиссионные отработанные	5410020602033	Заключение договора на передачу отходов специализированным лицензированным организациям для обезвреживания.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел 15% и более)	5490270101033	Заключение договора на передачу отходов специализированным лицензированным организациям для обезвреживания.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Покрышки отработанные	5750020213004	Заключение договора на передачу отходов с организациями	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.

Продолжение таблицы 3.3.3

Вид отхода		Наименование мероприятия	Ожидаемый экологический эффект
Наименование	**Код**		
1	**2**	**3**	**6**
Мусор от бытовых помещений несортированный (исключая крупногабаритный)	9120040001004	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Древесные отходы из натуральной чистой древесины несортированные	1711200001005	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Лом алюминия несортированный	3531010101995	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Лом черных металлов несортированный	3513010001995	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Остатки и огарки стальных сварочных электродов	5710290101995	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Отходы керамики в кусковой форме	3140070201995	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Стеклянный бой незагрязненный (исключая бой стекла электронно-лучевых трубок и люминесцентных ламп)	3140080201995	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Бой железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме	3140270201995	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Прочие коммунальные отходы (мусор и смет с территории промышленных предприятий)	9900000000000	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.	Соблюдение правил сбора и временного хранения отходов.
Для всего предприятия в целом:		Проводить исследования уровня загрязнения почвы раз в три года	Контроль за состоянием природной среды.

Рассмотрев все аспекты организации безопасного выполнения работ, можно отметить, что система управления охраной труда на предприятии выстроена в соответствии с требованиями нормативных документов. Идентифицированы все профессиональные риски с классификацией по значимости. Выделение значимых экологических аспектов позволяет управлять системой природоохранных мероприятий на высоком уровне.

На предприятии разработаны и внедрены локальные нормативные акты в части охраны труда, противопожарной безопасности и экологии. Данные локальные акты изданы в виде регламентов, стандартов организации, методических указаний и инструкций, также при проектировании модернизации системы учёта электроэнергии использован подход, основанный на интеграции требований нескольких управленческих стандартов. Это позволяет обеспечить не только техническую эффективность внедряемых решений, но и их соответствие критериям качества, экологичности и безопасности персонала. Методологическую базу работы составляют:

ISO 9001:2015 - задаёт рамки процессного подхода к управлению качеством внедряемых технических решений;

ISO 14001:2015 - обеспечивает учёт экологических аспектов при монтаже и эксплуатации оборудования АСКУЭ;

ISO 45001:2018 - определяет требования к минимизации профессиональных рисков для электротехнического персонала;

ГОСТ Р ИСО 45001-2020 - конкретизирует порядок внедрения СУОТ с учётом специфики российской нормативно-правовой среды.

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ АСКУЭ

Одним из немногих видов продукции, передача которой не требует никаких дополнительных ресурсов, является электроэнергия. Однако это такой вид продукции, который отпускается потребителю в одном количестве, а оплата производится по факту потребления. Передача электроэнергии от производителя к потребителю всегда влечёт за собой определенные потери, которые могут быть следствием транспортировки или хищения электроэнергии потребителями, а также пониженного качества электрической энергии. Электрические потери – это, в первую очередь, финансовые убытки, которые несёт сетевая компания. Фактические потери можно определить, как разность между поступлением (поставкой) электрической энергии в электрическую сеть и отпуском электрической энергии из сети, а также объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами и субъектами. Одна из важнейших проблем лежит в несовершенстве установленной системы учёта электрической энергии [40].

АСКУЭ позволяет повысить оперативность и достоверность информации, качество учета энергоресурсов, обеспечивает контроль перегрузки, а также позволяет уменьшить потери электроэнергии.

Функции автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии:

- учет потерь энергии в схемах соединений;
- автоматизированный контроль и измерение параметров;
- единовременное предоставление данных по всем точкам измерения;
- формирование отчетов для расчетов и анализа;
- контроль работоспособности приборов учёта и вычислительного оборудования;
- хранение параметров учета в базе данных устройства;

- измерение объёмов и параметров качества поставки/потребления энергоресурсов;
- сбор и учет данных по каждому счетчику индивидуально;
- расчет баланса объекта и системы в целом;
- вывод расчетных параметров на устройство печати;
- оперативный мониторинг и контроль нагрузок в реальном времени.

В качестве примера расчета экономической эффективности внедрения СЭнМ рассмотрим пример внедрения АСКУЭ на территории обслуживания производственного отделения Чусовские электрические сети в н. п. Средняя Усьва.

Оценка экономического эффекта от внедрения АСКУЭ производится в соответствии с отраслевой методикой «Расчет оценки экономического эффекта от внедрения АСКУЭ» Методика соответствует государственному документу «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утверждены Министерством экономики и Министерством финансов, № ВК 477 от 21.06.99).

1) Снижение коммерческой составляющей потерь электроэнергии, обусловленное контролем безотказной работы приборов учета электрической энергии, в расчетном месяце определяется по формуле:

$$\Delta W_P = k_n * W, \text{кВтч} \tag{6}$$

где W - объем электрической энергии, переданный потребителям за расчетный период;

K_n – коэффициент надежности безотказной работы приборов учета.

Коэффициент надежности определяется по выражению:

$$k_n = k_p * \Delta Q_{(t)} = 0{,}967 * 0{,}008 = 0{,}007736 \tag{7}$$

где – k_P - коэффициент, взятый с учетом, что время поиска и восстановления работоспособности счетчика (не превышает одни сутки и равен 29/30=0,967;

$\Delta Q_{(t)}$ – вероятность выхода из строя приборов учета за расчетный месяц ($\Delta Q_{(t)}$=0,008).

Вероятность безотказной работы счетчика (вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ не возникает) на заданном интервале T, записывается в виде:

$$P_{(t)} = P\ (T \geq t) \tag{8}$$

где t – период, за который определяется вероятность безотказной работы.

Вероятность того, что отказ объекта произойдет за время, не превышающее заданной величины t, т.е. что T > t, как вероятность события, противоположного тому при котором t ≤ T, равна:

$$\begin{aligned} Q_t &= P\{T < t\} \\ &= 1 - P_{(t)} \end{aligned} \tag{9}$$

Зависимость между вероятностью безотказной работы и средней наработкой до отказа имеет вид:

$$P_{(t)} = e^{-\frac{t}{T_{\text{CP}}}} \tag{10}$$

где T_{CP} – статистическая средняя наработка до отказа (по паспортным данным принимается равной 90 тыс.ч);

t – период работы счетчика с момента установки, ч.

Таким образом, вероятность выхода счетчика из строя определяется по выражению:

$$Q_t = 1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{СР}}}} \quad (11)$$

Вероятность выхода из строя счетчика из строя на интервале времени длительностью t не зависит от времени предшествующей работы до начала рассматриваемого интервала, а зависит только от длительности времени t.

Вероятность выхода прибора учета из строя в течение месяца (t = 720 ч) по формуле (12):

$$Q_t = 1 - e^{-\frac{720}{90000}} = 0{,}08 \quad (12)$$

Таким образом, ΔW_P для рассматриваемого населенного пункта составит:

$$\Delta W_P = 0{,}007736 * 900\,000 = 6\,962{,}4 \text{ кВт/ч} \quad (13)$$

Расчет экономического эффекта $Э_Р$, достигаемого за счет контроля исправности приборов учета электрической энергии, проводиться для сторонних потребителей и определяется по выражению:

$$Э_Р = \Delta W_P * (T_{\text{ПОК}} + Т_{\text{ПЕР}}), \text{руб} \quad (14)$$

где $Т_{пок}$ - средневзвешенный тариф покупки электроэнергии в отчетном периоде;

$Т_{пер}$ - тариф на содержание электрических сетей в отчетном периоде.

Статистическая средняя наработка до отказа установленного электронного счетчика согласно паспортным данным составляет 90 тысяч часов.

Рассчитаем, значение экономического эффекта, обусловленного контролем работоспособности приборов учета для н. п. Средняя Усьва

Объем электроэнергии, переданной потребителям за 2025г., составил 900 000 кВт/ч. Ставка на оплату технологического расхода (потерь) для территориальной сетевой организации «Пермэнерго» равна 3,5 руб./кВт/ч.

Тариф на передачу электрической энергии для «Пермэнерго» равен 4,95 руб./кВт/ч.

Рассчитаем снижение коммерческой составляющей потерь электроэнергии, обусловленное контролем безотказной работы приборов учета электрической энергии в расчетном месяце по формуле (14).

Значение экономического эффекта, достигаемого за счет контроля исправности приборов учета электрической энергии по н. п. Средняя Усьва за 2025 года при составит:

$$Эр = 6\ 962,4*(4,95+3,5) = 58\ 832,28 \text{ руб.} \quad (15)$$

Экономический эффект, достигаемый за счет контроля исправности приборов учета электрической энергии по н. п. Средняя Усьва за 2025 год составил 58 832,28 руб.

2) Снижение коммерческих потерь, обусловленных погрешностями измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса.

Одна из основных составляющих коммерческих потерь обусловлена погрешностями измерений отпущенной электроэнергии потребителям.

Реализация проекта АСКУЭ РРЭ предусматривает замену:

– индукционных приборов учета электроэнергии класса точности 2,0 – 2,5 на электронные класса точности 1,0, для потребителей, получающих питание от сетей 0,4 кВ;

Численное значение данной составляющей определяется предельными допускаемыми погрешностями измерительных комплексов. Предел допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса (ИК), из которой исключены систематические погрешности, при доверительной вероятности 0,95 определяется по выражению:

$$\delta_W = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_{OC}^2} \quad (16)$$

$\delta_{ос}$ – предел допустимой основной погрешности индукционного (ГОСТ 6570-75) или электронного (ГОСТ 26035-83) счетчиков, %.

Значения допустимой относительной погрешности измерительного комплекса при установке индукционных (класс 2,0) и электронных счетчиков (класс 1,0):

$$\delta_{W.\text{инд}} = \pm 1{,}1\sqrt{2{,}0^2} = 2{,}2\% \quad (17)$$

$$\delta_{W.\text{эл}} = \pm 1{,}1\sqrt{1{,}0^2} = 1{,}1\% \quad (18)$$

Таким образом, снижение допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса составит для напряжения 0,4 кВ определяется по выражению:

$$\delta_W = \delta_{W.\text{инд}} - \delta_{W.\text{эл}} = 1{,}1\% \quad (19)$$

Значение снижения коммерческих потерь, обусловленных погрешностями измерительного комплекса, для потребителей, получающих питание от сетей напряжением 0,4 кВ, составит:

$$\Delta W_{\text{СУММ}} = \frac{\delta_W * W_{\text{СУММ}}}{100} \quad (20)$$

где $W_{СУММ}$– суммарный объем электрической энергии, переданной сторонним потребителям через трансформаторную подстанцию, по электронным трехфазным счетчикам, включенным в систему АСКУЭ РРЭ, за

расчетный период, кВт/ч. Для рассматриваемого населенного пункта снижение коммерческих потерь составит, согласно выражения (20):

$$\Delta W_{\text{СУММ}} = \frac{1{,}1 * 900\,000}{100} = 9\,900 \text{ кВт/ч.} \quad (21)$$

Экономический эффект, достигаемый за счет повышения достоверности учета, определяется для сторонних потребителей и рассчитывается по выражению (14):

$$\text{Эр} = 9\,900 * (4{,}95+3{,}5) = 83\,655 \text{ руб.} \quad (22)$$

Экономический эффект, достигаемый за счет повышения достоверности учета электрической энергии, за 2025 год составил 83 655рублей.

3) Снижение коммерческих потерь, обусловленных систематическими погрешностями из-за сверхнормативных сроков службы индукционных счетчиков.

Потери электроэнергии из-за систематических погрешностей, обусловленных сверхнормативными сроками службы, определяются по выражению:

$$\Delta W_{СП} = k_{1Ф} * \Delta_{1Ф} * W_{\text{СУММ}}, \text{кВтч} \quad (23)$$

где $k_{1Ф}$ – коэффициенты для однофазных и трехфазных счетчиков соответственно, представлены в таблица 4.1;

$\Delta_{1Ф}$ – погрешность однофазных и трехфазных счетчиков (на основании полученных результатов РОСТЕСТ - Москва принимается равной 0,05 для однофазных счетчиков;

$W_{\text{СУММ}}$ – соответственно, суммарный месячный объем электрической энергии, переданной сторонним потребителям, кВт/ч.

Таблица 4.1 - Коэффициенты, принятые для индукционных счетчиков с различными сроками службы

Срок службы, лет	**Численные значения коэффициентов k.**	
	для однофазных счетчиков	**для трехфазных счетчиков**
1 – 3	0,33	0,4
4 – 10	0,56	0,46
11 – 16	0,64	0,51
17 – 21	0,97	–
kcp	0,648	0,468

В случае если нет статистических данных по срокам службы счетчиков, установленных до внедрения АСКУЭ, значение коэффициентов k принимаются усредненными.

Экономический эффект, достигаемый за счет снижения потерь электроэнергии из-за систематических погрешностей, обусловленных сверхнормативными сроками эксплуатации приборов учета, определяется для сторонних потребителей и рассчитывается по выражению (14):

Рассчитаем, для примера, значение экономического эффекта за счет снижения коммерческих потерь, обусловленных систематическими погрешностями из-за сверхнормативных сроков службы индукционных счетчиков на примере н. п. Средняя Усьва.

Объем электроэнергии, переданной сторонним потребителям, за 2025 год составил 900 000 кВт/ч.

В качестве коэффициента, характеризующего срок службы приборов учета, примем среднее значение равное 0,648.

Рассчитаем потери электроэнергии из-за систематических погрешностей, обусловленных сверхнормативными сроками службы:

$$\Delta Wсп= 0,648*0,05*900\ 000 =29\ 160 \text{ кВт/ч} \quad (24)$$

Определим месячный экономический эффект, достигаемый за счет снижения потерь электроэнергии из-за систематических погрешностей, обусловленных сверхнормативными сроками эксплуатации приборов учета:

$$Э_{СП} = 29\ 160 * (4{,}95+3{,}5) = 246\ 402 \text{ руб} \quad (25)$$

Экономический эффект, достигаемый за счет снижения потерь электроэнергии из-за систематических погрешностей, обусловленных, сверхнормативными сроками эксплуатации приборов учета за 2025 год составил 246 402 рублей.

Внедрение АСКУЭ полностью решает задачу дистанционного съема показаний счетчиков по каждому абоненту в режиме реального времени и не требует для выставления счета потребителю участия контролеров. Таким образом, учитываемая ежегодная экономия трудозатрат контролеров на организацию расчетов с 180 абонентам составит, при ежеквартальном снятии показаний и стоимости снятия одного показания 55 рублей:

$$\Delta ФОТ_{КНТР} = Н * Ц * 4 = 163 * 55 * 4 = 35\ 860 \text{ руб} \quad (26)$$

где $\Delta ФОТ_{КНТР}$- экономия фонда оплаты труда контролеров;

Н – количество абонентов.

Кроме того, применение фасадного учета позволяет минимизировать риски вмешательства в работу приборов учета и подключения помимо приборов учета и позволяет сократить потери электрической энергии, вызванных хищениями электрической энергии на 25%. По данному населенному пункту потери в 2025г. составили 500 000 кВт/ч, в соответствии с выражениями (14), (26) рассчитаем эффект от внедрения АСКУЭ за счет снижения потерь электрической энергии:

$$Э_{ПОТ} = 125\ 000 * (4{,}95+3{,}5) = 1\ 056\ 250 \text{ руб.} \quad (27)$$

Суммарный экономический эффект внедрения АСКУЭ в п. Средняя Усьва за 2025г. составит таблица 4.2.

Таблица 4.2 - Суммарный экономический эффект от внедрения АСКУЭ в п. Средняя Усьва за 2025г.

Вид эффекта	**Эффект, кВт/ч**	**Эффект, руб**
Контроль исправности приборов учета электрической энергии	6 962,4	58 832,28
Повышение достоверности учета электрической энергии	9 900	83 655
Снижение потерь электроэнергии из-за систематических погрешностей, обусловленных, сверхнормативными сроками эксплуатации приборов учета	29 160	246 402
Снижение затрат на снятие показаний		35 860
Снижение потерь электрической энергии	125 000	1 056 250
Итого	171 022	1 480 999

Рассмотрим два варианта инвестиционных проектов по замене приборов учета в н. п. Средняя Усьва, которые различаются характером применяемых технических решений.

Первый вариант представляет собой базовый, основанный на широко применяемых решениях, а именно установка современных электронных приборов в штатные места.

Второй вариант - это комплексное внедрение АСКУЭ с выносом приборов учета на фасад жилых зданий, либо на опоры ВЛ-0,4 кВ. Такое комплексное решение позволяет добиться максимального экономического эффекта, рассчитанного в данной главе.

Первый вариант не позволяет снизить потери электрической энергии, поскольку приборы учета устанавливаются внутри жилых домов, к ним затруднен доступ обслуживающего персонала, возможно вмешательство потребителем в работу приборов учета.

Продолжительность строительной стадии по обоим проектам одинакова и составляет 1 год. Предполагаемая продолжительность стадии функционирования определяется в течение межповерочного интервала приборов учета 16 лет. Необходимо рассчитать все издержки для каждой из альтернатив, дисконтировать и выбрать по наименьшим затратам лучший вариант.

Сравнение различных инвестиционных проектов и выбор лучшего будем производить с использованием показателя Чистого дисконтированного дохода (ЧДД) или интегральный эффект;

Норма доходности Е приравнивается к ставке рефинансирования и составит 14,50%:

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=0}^{\text{T}} \frac{CF_t}{(1+E)^t} - K \qquad (28)$$

где, CF_t – поток платежей на t-м шаге;

$(1+E)^t$ – коэффициент дисконтирования;

Е – норма дисконта (в относительных единицах);

К – сумма первоначальных капиталовложений,

Количество денежных средств, которое будет израсходовано на приобретение и реализацию проекта, представлено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Спецификация приобретаемого оборудования

Статья затрат	**Вариант №1**		**Вариант №2**	
	Количество	**Стоимость, руб**	**Количество**	**Стоимость, руб**
Основное оборудование	Приборы учета 163 шт./25 000руб /шт	4 075 000	Приборы учета 163 шт/ 35 000 руб/шт.	5 705 000
Монтажное оборудование			Шкафы учета 163 шт./ 1 500руб./ шт	244 500
Устройства сбора и передачи данных			УСПД-201 2шт. 20 000 руб./шт.	40 000
Всего		4 075 000		5 989 500

В соответствии с выражением (28) произведем расчеты по двум вариантам инвестиционных проектов для второго периода:

$$ЧДД_1 = \frac{388\,889}{(1+0{,}145)^2} = 296\,629 \text{ руб} \qquad (29)$$

$$ЧДД_2 = \frac{1\,480\,999}{(1+0{,}145)^2} = 1\,129\,649 \text{ руб} \quad (30)$$

Расчеты по всем периодам стадии функционирования для первого инвестиционного проекта приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Расчет чистого дисконтированного дохода для варианта №1

Год	**Денежные поступления**	**Капитальные вложения**	**Норма дисконта**	**Коэффициент дисконтирования**	**ЧДД, руб**
0	-	4075000	14,5	1,00	4 075 000
1	296 629		14,5	1,15	259 065
2	296 629		14,5	1,31	226 257
3	296 629		14,5	1,50	197 605
4	296 629		14,5	1,72	172 580
5	296 629		14,5	1,97	150 725
6	296 629		14,5	2,25	131 638
7	296 629		14,5	2,58	114 968
8	296 629		14,5	2,95	100 408
9	296 629		14,5	3,38	87 693
10	296 629		14,5	3,87	76 588
11	296 629		14,5	4,43	66 889
12	296 629		14,5	5,08	58 418
13	296 629		14,5	5,81	51 020
14	296 629		14,5	6,66	44 559
15	296 629		14,5	7,62	38 916
16	296 629		14,5	8,73	33 988
Итого ЧДД					**1 811 317**

В соответствии с выражением (29) и результатами расчетов (таблица 4.4) определим чистый дисконтированный доход с учетом капитальных вложений:

$$ЧДД_1 = 1\,811\,317 - 4\,075\,000 = -2\,263\,683 \text{ руб} \quad (31)$$

Расчеты по всем периодам стадии функционирования для второго инвестиционного проекта приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Расчет чистого дисконтированного дохода для варианта №2

Год	Денежные поступления, руб	Капитальные вложения, руб	Норма дисконта, %	Коэффициент дисконтирования	ЧДД, руб
0	-	5 989 500	14,5	1,00	5 989 500
1	1 129 649		14,5	1,15	986 593
2	1 129 649		14,5	1,31	861 653
3	1 129 649		14,5	1,50	752 536
4	1 129 649		14,5	1,72	657 236
5	1 129 649		14,5	1,97	574 006
6	1 129 649		14,5	2,25	501 315
7	1 129 649		14,5	2,58	437 830
8	1 129 649		14,5	2,95	382 384
9	1 129 649		14,5	3,38	333 960
10	1 129 649		14,5	3,87	291 668
11	1 129 649		14,5	4,43	254 732
12	1 129 649		14,5	5,08	222 473
13	1 129 649		14,5	5,81	194 300
14	1 129 649		14,5	6,66	169 694
15	1 129 649		14,5	7,62	148 204
16	1 129 649		14,5	8,73	129 436
Итого ЧДД					**6 898 019**

В соответствии с выражением (30) и результатами расчетов (таблица 4.5) определим чистый дисконтированный доход с учетом капитальных вложений:

$$ЧДД_2 = 6\,898\,019 - 5\,989\,500 = 908\,519 \text{ руб} \quad (32)$$

Таким образом, ЧДД первого инвестиционного проекта меньше нуля, следовательно, инвестиции по данному проекту не выгодны. Второй вариант инвестиционного проекта является экономически выгодным и рекомендуется к внедрению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрена задача модернизации системы контроля и коммерческого учёта электроэнергии на примере н. п. Средняя Усьва с переводом существующей системы на микропроцессорную элементную базу и внедрением автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ).

В ходе выполнения работы проведён анализ состояния действующей системы учёта, выявлены её основные недостатки: отсутствие дистанционного съёма показаний, ограниченный контроль режимных параметров, повышенные коммерческие потери, низкий уровень защиты от несанкционированного вмешательства. Установлено, что существующая система не соответствует современным требованиям цифровизации распределительных сетей.

В рамках решения поставленных задач:

1. Определён круг задач модернизации системы учёта и контроля электроэнергии.
2. Сформирована функциональная структура системы с выделением измерительного, коммуникационного и управляющего уровней.
3. Выполнен обоснованный выбор современных приборов учёта класса точности 1,0 с поддержкой цифровых интерфейсов передачи данных.
4. Разработаны принципиальная электрическая схема подключения приборов учета и шкафа АСКУЭ в трансформаторных подстанциях.
5. Проведено сравнение проектируемого решения с традиционной системой учёта.

В результате проектирования получены следующие основные технические показатели:

- класс точности приборов учёта — не ниже 1,0;

- температурный диапазон эксплуатации оборудования — от −40 °C до +50 °C;
- степень защиты шкафов — не ниже IP54;
- возможность хранения архивов данных не менее 12 месяцев;
- автоматический дистанционный сбор 100 % показаний потребителей;
- снижение коммерческих потерь электроэнергии по расчётной оценке на 8–15 %;
- сокращение трудозатрат на съём показаний — до 90 %.

Экономический анализ показывает, что внедрение системы обеспечивает снижение эксплуатационных расходов, уменьшение небаланса электроэнергии и повышение платёжной дисциплины потребителей. Ориентировочный срок окупаемости проекта составляет 3–5 лет в зависимости от объёма инвестиций и уровня текущих потерь.

Связь полученных результатов с поставленными в работе задачами подтверждается тем, что все задачи, сформулированные во введении, последовательно решены: от теоретического анализа проблемы до разработки конкретных схемных и технических решений.

Теоретическая значимость работы заключается в систематизации подходов к модернизации подстанционных систем учёта на базе микропроцессорных комплексов и разработке алгоритма их функционирования в условиях реконструкции действующих электроустановок.

Практическая значимость работы определяется возможностью непосредственного внедрения разработанного проекта в распределительной сети н. п. Средняя Усьва, а также его адаптации для других сельских населённых пунктов со схожей структурой электроснабжения. Предложенные технические решения могут быть использованы при реконструкции подстанций 6–10/0,4 кВ и построении интеллектуальных систем учёта.

Инновационный потенциал работы заключается в интеграции функций измерения, учёта, контроля и передачи данных в едином микропроцессорном комплексе с возможностью масштабирования и последующего перехода к элементам интеллектуальной энергосистемы (Smart Grid).

Перспективы дальнейших исследований связаны с:

- внедрением элементов прогнозирования потребления электроэнергии на основе анализа профилей нагрузки;
- расширением функций контроля качества электроэнергии;
- интеграцией системы учёта с автоматизированной системой диспетчерского управления;
- применением технологий беспроводной передачи данных нового поколения;
- разработкой мероприятий по повышению кибербезопасности энергетических объектов.

Таким образом, поставленная цель работы достигнута, задачи решены в полном объёме, а разработанный проект модернизации системы учёта электроэнергии является технически обоснованным, экономически целесообразным и перспективным для практической реализации. Разработанный проект модернизации не только решает локальные задачи поселка Средняя Усьва, но и может служить тиражируемым типовым решением для повышения эффективности и цифровизации систем энергоучета в других населенных пунктах со схожей инфраструктурой и климатическими условиями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Стрижков А. И., Крылов С. А. Системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии. М.: Энергоатомиздат, 2020. - 312 с.

2 Министерство энергетики Российской Федерации. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. М., 2020. - 118 с.

3 ГОСТ Р 58688-2019. Системы автоматизированного контроля и учета электрической энергии. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2019. - 24 с.

4 Дубовской В. А., Савельев И. П., Козлов Д. В. Автоматизация учета электроэнергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ // Электрические станции. 2021. № 5. - С. 34–41.

5 Кудрин Б. И. Введение в теорию автоматизированных систем учета энергоресурсов. М.: НИУ «МЭИ», 2022. - 256 с.

6 СП 256.1325800.1-2016. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа. М.: Минстрой России, 2016. - 142 с.

7 Иванов Д. С., Петров А. М. Архитектура современных АСКУЭ: функциональные требования и интеграционные решения // Энергосбережение и водоподготовка. 2023. № 4. - С. 52–58.

8 Попов С. В. Применение LPWAN-технологий в автоматизированных системах учёта энергоресурсов // Вестник ИГЭУ. 2023. № 2. - С. 18–25.

9 Росстат. Энергетический баланс Российской Федерации за 2024 год. М.: Федеральная служба государственной статистики, 2025. - 94 с.

10 Россети Урал. Отчет о коммерческих и технологических потерях в распределительных сетях за 2024 год. Екатеринбург, 2025. - 76 с.

11 Сидоров К. Л., Морозова Е. А. Влияние человеческого фактора на достоверность показаний приборов учёта электроэнергии // Известия вузов. Энергетика. 2022. № 3. - С. 89–95.

12 Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с укреплением платежной дисциплины потребителей электрической энергии» // Собрание законодательства РФ. 2018. № 53 (ч. II). Ст. 8388.

13 Правила устройства электроустановок. Изд. 7. М.: НЦ ЭНАС, 2002 (с изменениями и дополнениями, действующими на 2024 г.). - 680 с.

14 Лебедев А. Н., Тихонов В. Г. Интеграция LoRaWAN и NB-IoT в архитектуру АСКУЭ: сравнительный анализ и экономическая эффективность // Автоматизация в промышленности. 2024. № 7. - С. 44–51.

15 Гусев О. В., Чернов М. А. Предиктивная аналитика и GIS-интеграция в современных интеллектуальных системах учёта электроэнергии // Энергетик. 2025. № 2. - С. 28–35.

16 Крючков, И. П. Автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии: учебное пособие / И. П. Крючков, А. В. Шимановский. – Москва: ИНФРА-М, 2021. - 312 с.

17 Бутрин, А. Г. Коммерческие потери электроэнергии и методы их снижения / А. Г. Бутрин, С. В. Лебедев // Электрические станции. – 2019. – № 4. - С. 12–19.

18 ГОСТ Р 52320-2005. Системы учета электрической энергии. Общие технические условия. – Введ. 2006-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2005. - 28 с.

19 Методические указания по расчету коммерческих и технических потерь электроэнергии в электрических сетях: утв. Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 326. – Москва, 2009. - 45 с.

20 О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием интеллектуальных систем учета

электрической энергии: Федеральный закон № 522-ФЗ от 27.12.2018. – Москва, 2018. - 12 с.

21 ГОСТ Р МЭК 62056-21-2011. Электрическая энергия. Средства измерения. Протокол обмена данными DLMS/COSEM. Часть 21. Спецификация физического уровня. – Введ. 2012-07-01. – Москва: Стандартинформ, 2011. - 54 с.

22 Технические требования к автоматизированным системам коммерческого учета электроэнергии в распределительных сетях: СТО 56947007-25.040.30.17-2014. – Москва: ПАО «Россети», 2014. - 67 с.

23 Сидоров, В. М. Цифровизация электроэнергетических сетей: архитектура и интеграция / В. М. Сидоров, Е. А. Новикова // Энергетик. – 2022. – № 8. - С. 50–58.

24 IEEE 2030.5-2018. Standard for Smart Energy Profile Application Protocol. – New York: IEEE, 2018.- 142 p.

25 Петров, Д. С. Применение методов машинного обучения для детектирования несанкционированного потребления электроэнергии / Д. С. Петров, А. И. Кузнецов // Автоматизация в промышленности. – 2023. – № 3. - С. 38–45.

26 Волков, И. В. Экономическое обоснование модернизации систем учета электроэнергии в распределительных сетях / И. В. Волков // Энергосбережение и энергоэффективность. – 2021. – № 2. - С. 60–68.

27 Методические рекомендации по внедрению интеллектуальных систем учета электроэнергии в сельских распределительных сетях: утв. Распоряжением Минэнерго России от 15.09.2020 № 1245-р. – Москва, 2020. - 38 с.

28 3GPP TS 36.300 V15.6.0. Evolved Universal Terrestrial Radio Access (E-UTRA) and Evolved Universal Terrestrial Radio Access Network (E-UTRAN); Overall description. – Sophia Antipolis: ETSI, 2019. - 89 p.

29 LoRaWAN Specification v1.0.4. – Cambridge: LoRa Alliance, 2018. - 112 p.

30 Козлов, Р. А. Технология PLC в системах АСКУЭ: принципы построения и перспективы развития / Р. А. Козлов // Промышленная электроника. – 2022. – № 5. - С. 22–30.

31 PRIME Alliance. PRIME Specification v1.5. – Bilbao: PRIME Alliance, 2019. - 94 p.

32 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП). – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2020. - 184 с. Глава 1 - 19

33 Шимановский, А. В. Цифровые двойники распределительных сетей: концепция и реализация / А. В. Шимановский, М. Ю. Федоров // Вестник энергетики. – 2023. – № 1. - С. 45–52. Глава 1 – 20

34 ITU-T G.9903. Narrowband orthogonal frequency division multiplexing power line communication transceivers for G3-PLC networks. – Geneva: ITU, 2017. - 78 p.

35 ГОСТ 2.702-2011. Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем. – Введ. 2012-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2011. - 32 с.

36 ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2020. - 184 с.

37 ПОТЭЭ. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – Москва: Минтруд России, 2021. - 96 с.

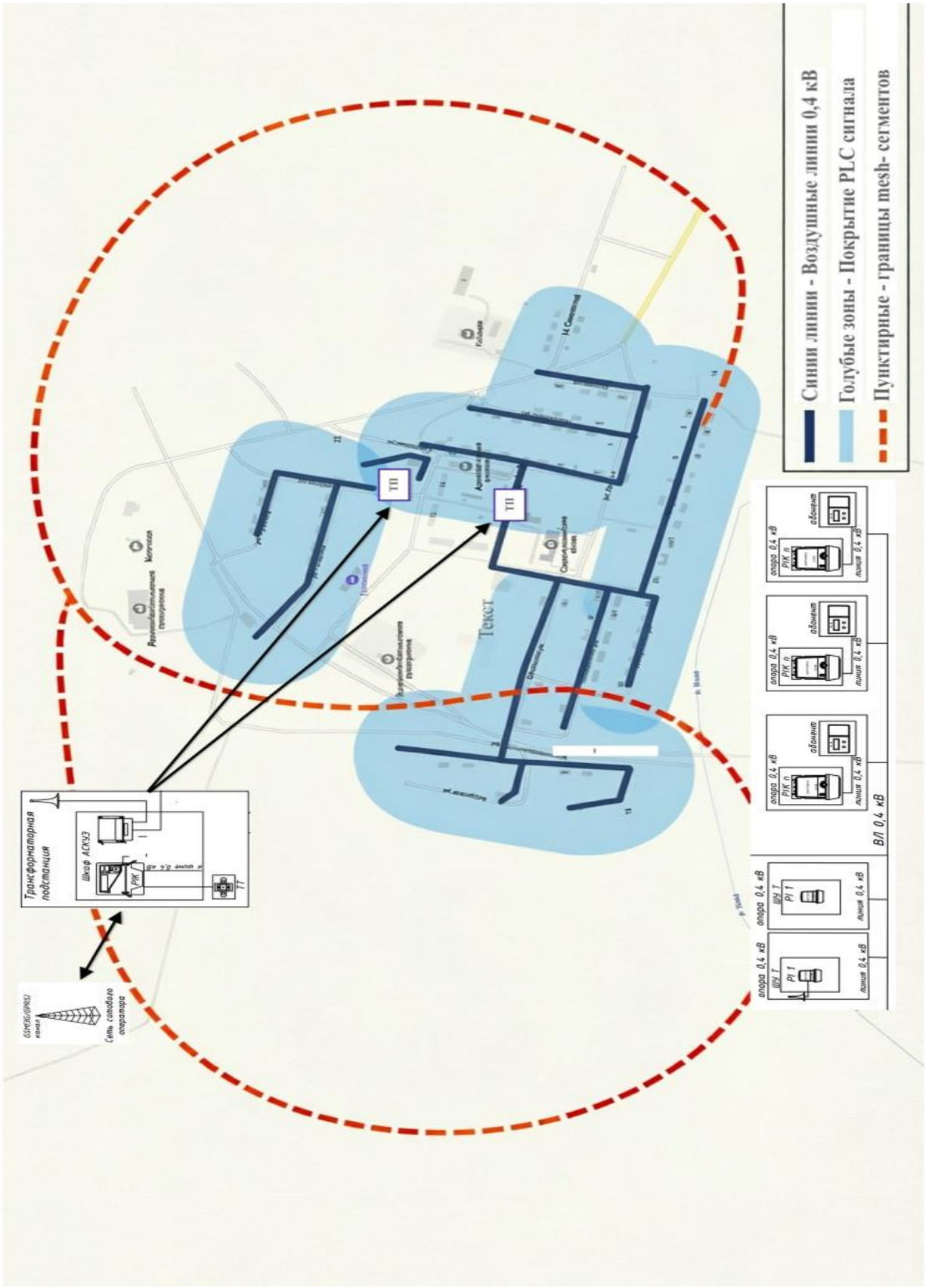
38 ГОСТ 12.3.019-80. ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности. – Введ. 1981-07-01. – Москва: Изд-во стандартов, 1980. – 24 с.

39 DLMS User Association. DLMS/COSEM Application Layer Specification v11. – Geneva: DLMS UA, 2020. – 156 p.

40 Кожевникова, К. В. Выбор параметров систем, расчет эффективности для автоматизации учета электроэнергии в населенном пункте // Онлайн Электрик: Электроэнергетика. Новые технологии, 2015.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Рисунок А – План расстановки оборудования АСКУЭ на территории п. Средняя Усьва:



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б - Классификация экологических аспектов и их воздействие на окружающую среду:

Экологический аспект	Воздействие
1	**2**
Бой ртутных ламп, люминесцентных ртутьсодержажих трубок в результате неправильного обращения, нарушения порядка транспортировки и временного хранения	Захламление территорий, загрязнение почвы, загрязнение атмосферного воздуха
Разлив нефтепродуктов при эксплуатации и ремонте маслонаполненного оборудования, в том числе при разгерметизации маслонаполненного оборудования	Загрязнение почвы и подземных водоносных горизонтов
Образование бумаги и картона от канцелярской деятельности и делопроизводства	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование отходов офисной техники	Захламление территории, загрязнение почвы
Потребление питьевой воды, воды из централизованных систем водоснабжения	Нерациональное использование природных ресурсов
Образование мусора от бытовых помещений организаций	Захламление территорий, загрязнение почвы, загрязнение атмосферного воздуха
Потребление электроэнергии	Нерациональное использование природных ресурсов
Разлив нефтепродуктов при хранении оборудования, емкостей для хранения масла, погрузочно-разгрузочных работах	Загрязнение почвы и подземных водоносных горизонтов
Бой ртутных ламп, люминесцентных ртутьсодержажих трубок в результате неправильного обращения, нарушения порядка транспортировки и временного хранения	Укажите воздействие
Курение работников в отведенных местах	Загрязнение атмосферного воздуха различными веществами, в т.ч. и токсичными
Образование смета с территории, мусора	Захламление территории, загрязнение почвы и подземных водоносных горизонтов
Выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух от сварки	Загрязнение атмосферного воздуха различными веществами, в т.ч. и токсичными
Образование остатков и огарков стальных электродов	Захламление территории, загрязнение почвы

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Продолжение таблицы Б

Экологический аспект	Воздействие
1	**2**
Гибель птиц в результате поражения электрическим током на ВЛ 6 - 10 кВ	Сокращение численности объектов животного мира
Образование лома черных металлов	Загрязнение атмосферного воздуха, почвы и подземных водоносных горизонтов
Образование керамических изделий, потерявших потребительские свойства	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование отходов изолированного провода и кабеля	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование стеклянных отходов	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование отхода древесины с пропиткой при замене опор ЛЭП	Захламление территории, загрязнение почвы
Нарушение земель при строительстве и реконструкции линий электропередач	Нарушение поверхностного плодородного слоя земли, эрозия почв
Образование отхода - бой железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование сучьев, ветвей от расчистки трассы	Повреждение лесных насаждений, захламление территорий, возникновение пожароопасной ситуации
Изменение естественного электромагнитного фона, шум	Воздействие на окружающую среду физических факторов (электромагнитные, ионизирующие и т.д.), повышающий уровень шума
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от лакокрасочных работ	Загрязнение атмосферного воздуха различными веществами, в т.ч. и токсичными
Образование ртутьсодержащих отходов	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование отходов лакокрасочных материалов	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование лома цветных металлов	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование лома черных металлов	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование сучьев, ветвей от расчистки трассы	Повреждение лесных насаждений, захламление территорий, возникновение пожароопасной ситуации
Нарушение земель при строительстве и реконструкции линий электропередач	Нарушение поверхностного плодородного слоя земли, эрозия почв
Образование отходов масла отработанного	Загрязнение почвы и подземных водоносных горизонтов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Продолжение таблицы Б

Экологический аспект	Воздействие
1	**2**
Образование отходов промасленных материалов (ветошь, грунт, щебень, бумажные фильтры, песок, опил и т.д.)	Загрязнение почвы и подземных водоносных горизонтов
Образование селикагеля отработанного	Захламление территории, загрязнение почвы
Образование отходов резины	Захламление территории, загрязнение почвы
Разлив нефтепродуктов при эксплуатации и ремонте маслонаполненного оборудования, в том числе при разгерметизации маслонаполненного оборудования	Загрязнение почвы и подземных водоносных горизонтов
Образование керамических изделий, потерявших потребительские свойства	Захламление территории, загрязнение почвы
Выбросы загрязняющих веществ от автотранспорта	Загрязнение атмосферного воздуха различными веществами, в т.ч. и токсичными
Потери нефтепродуктов (масел, бензина) при эксплуатации, обслуживании и ремонте оборудования, автотранспорта	Загрязнение атмосферного воздуха, почвы и подземных водоносных горизонтов
Потери электроэнергии	Нерациональное использование природных ресурсов