Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»

На правах рукописи

ЗИГАНШИН АЙРАТ ГАБДУЛХАКОВИЧ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЁЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПРИ ВНЕДРЕНИИ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

Специальность 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание
учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
Михеев Георгий Михайлович
доктор технических наук, профессор

Чебоксары, 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5

1 ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ КАК СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 12

1.1 Современные электротехнические комплексы городского и сельского электроснабжения 12

1.2 Режимы заземления нейтрали и компенсация емкостных токов однофазного замыкания на землю в сетях 6 - 35 кВ 15

1.3 Традиционные методы повышения эффективности использования высоковольтного электрооборудования 19

1.4 Новейшие методы повышения эффективности использования высоковольтного электрооборудования 24

1.4.1 Цифровизация высоковольтного электрооборудования электротехнических комплексов и систем 24

1.4.2 Обоснование проведения работ на действующем высоковольтном электрооборудовании без его вывода в ремонт 26

1.4.3 Вопрос организации режима заземления нейтрали обмоток силовых трансформаторов и снижения ёмкостного тока однофазного замыкания на землю 28

2 РАЗРАБОТКА МЕТОДА И УСТРОЙСТВА УПРАВЛЕНИЯ ДУГОГАСЯЩИМ РЕАКТОРОМ С ПОДМАГНИЧИВАНИЕМ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ 32

2.1 Разработка метода настройки дугогасящего реактора с подмагничиванием посредством быстрого преобразования Фурье 32

2.2 Разработка устройства управления дугогасящим реактором с подмагничиванием ... 39

2.3 Результаты испытаний устройства управления дугогасящим реактором с подмагничиванием 41

3 ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВИЗАЦИИ 53

3.1 Предпосылки и причины внедрения систем цифровизации в электротехнические комплексы 53

3.2 Развитие цифровых сетей на основе применения самонесущих изолированных проводов со встроенным оптоволоконным кабелем 55

3.3 Создание системы управления коммутационными аппаратами подстанции для повышения наблюдаемости и надежности высоковольтного электрооборудования 60

3.4 Внедрение цифровых систем учета электроэнергии на примере электротехнических комплексов Республики Татарстан 65

3.5 Анализ работы цифровых систем учета электроэнергии по определению коммерческих потерь 71

3.6 Способ учета потерь электроэнергии при однофазном замыкании на землю в сетях с

изолированной нейтралью 6–35 кВ..... 83

4 РАБОТЫ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ..... 88

4.1 Замена силикагеля в воздухоосушительных фильтрах в измерительных трансформаторах электротехнических комплексов 6 – 110 кВ 88

4.2 Применение системы «байпас» на воздушных линиях 6 – 10 кВ 92

4.3 Алгоритм выполнения работ по замене голого проводника на самонесущий изолированный провод под напряжением на нескольких пролетах воздушной линии 6 – 10кВ 103

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 110

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ…….. 113

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…….……..114

ПРИЛОЖЕНИЕ …… …… ...126

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Современные электротехнические комплексы и системы сельской и городской местности функционируют на напряжении 6 – 35 кВ, как правило, с использованием изолированного заземления нейтрали обмоток силовых трансформаторов. Как показала практика, данный подход является достаточно надежным фактором обеспечения надёжности электроснабжения потребителей, но в то же время приводит к появлению некоторых негативных случаев. Повышение емкостной составляющей тока однофазного замыкания на землю ведет к возникновению перенапряжений на элементах электрооборудования, появлению шагового напряжения, повреждению железобетонных опор линий электропередач, опасности появления возгорания при возникновении электрической дуги в месте замыкания.

Указанные проблемы в нашей стране в основном решаются с помощью включения в существующую схему электроснабжения дугогасящего реактора (ДГР). Эксплуатация данного устройства, в свою очередь, вызывает дополнительные затраты – подключение ДГР и его высоковольтной ячейки в распределительное устройство, установки нейтралеобразующего трансформатора, а также обеспечение автоматического процесса настройки реактора в резонанс ёмкостной составляющей тока сети.

ДГР по способу компенсации ёмкостного тока разделяются на ступенчатое регулирование, с плавным регулированием, куда относят плунжерные и с подмагничиванием. Все способы компенсации имеют свои положительные и отрицательные стороны.

Для решения проблемы компенсации ёмкостной составляющей тока однофазного замыкания на землю с помощью ДГР существует большое количество алгоритмов и методов, функционирующих на различных физических принципах управления компенсирующим устройством. Но все способы основаны на настройке реактора в нормальном режиме работы электрической сети, то есть до появления однофазного замыкания. В случае замыкания одной фазы на землю в сети, данные методы не дают полного резонанса, реактор будет находиться в режиме недокомпенсации. Актуальным решением в части повышения эффективности использования электрооборудования 6 – 35 кВ может стать разработка метода управления и технического решения, позволяющего настраивать ДГР с подмагничиванием не только в нормальном режиме работы сети, но и в процессе протекания ёмкостного тока однофазного замыкания на землю.

Современные технологии также позволяют повысить производительность труда и время недоотпуска электроэнергии путем проведения работ под напряжением на действующем электрооборудовании, снизить затраты на подготовку электротехнического и оперативного персонала к осуществлению этих работ и вносят немалый вклад в обеспечение безопасной и надежной работы на электросетевых объектах. Повышение эффективности работы электротехнических комплексов, а также надежность их электроснабжения, в данном случае достигается путем снижения времени простоя потребителей при плановых отключениях электроэнергии.

Применение новых цифровых технологий позволит дистанционно управлять коммутационным высоковольтным электрооборудованием подстанций 35-110 кВ согласно утвержденным бланкам переключений, повысить наблюдаемость состояния контролируемой сети, обеспечить надежность необходимых показателей и характеристик поставляемой потребителям электроэнергии, а также уменьшить технические и коммерческие потери. Речь идет об цифровизации электротехнических систем, осуществляемой как внедрением устройств контроля и учета технологических параметров, так и программно-техническими комплексами.

На сегодняшний день количество действующих подстанций уровнем напряжения 6-35 кВ – более чем 500 тыс. [54]. Эта инфраструктура в нашей стране является ключевой для развития любой территории, так как она способствует реализации большинства промышленных объектов, развитию и эксплуатации сельских и городских потребителей. Соответственно, вопросы бесперебойного, надежного и эффективного функционирования электротехнических комплексов являются актуальными, так как от них во многом зависят темпы развития территорий, уровень жизни производственных сил и населения.

Также была выявлена проблема отсутствия учёта потерь электроэнергии при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-35 кВ. Существующие системы не измеряют эти потери непосредственно, а используют усреднённые оценки, что приводит к искажению реальных потерь, неправильной оценке эффективности оборудования и неоптимальному управлению сетями.

Вышеизложенные факты указывают на значимость решения вопросов в сфере повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов на подстанциях напряжением 6-110 кВ в отдельных регионах и в масштабах страны, оценки их текущего состояния, а также проблем внедрения цифровых систем управления данными устройствами и работ под напряжением. В связи с чем тема диссертационного исследования является актуальной.

Степень разработанности темы исследования. Вопросы повышения эффективности эксплуатации высоковольтного электрооборудования электротехнических комплексов и систем, рассмотрены в работах как отечественных, так и зарубежных ученых. По данной проблематике известны работы отечественных ученых Будзко И.А., Лещинской Т.Б., Хорольского В.Я., Папкова Б.В., Оськина С.В., Каялова Г.М., Ю.Б. Гука, Жежеленко И.В, Герасименко А.А., Тимофеева А.С., Геворкяна М.В., Машкина А.Г., Теремецкого, М.Ю., Терещука В.С., Чернова Д.В., Зацепиной В.И., Зацепина Е.П., Бородина М.В. и др.

Проведенный анализ научно-технической литературы по настройке ДГР с подмагничиванием, проблемы в сфере учета электрической энергии, практики проведения работ под напряжением не позволяют получить конкретные технические решения в части повышения надежности электроснабжения, эффективности использования электротехнических комплексов посредством их совершенствования.

На сегодняшний день отсутствует практика учёта потерь электроэнергии при однофазных замыканиях на землю, что без этой процедуры нельзя судить о полноценной эффективной и надёжной работы электросетевых предприятий.

Объектом исследования является высоковольтное электрооборудование электротехнических комплексов и систем напряжением 6 – 110 кВ на примере филиала ОАО «Сетевая компания» Республики Татарстан и ПАО «МРСК-Волги» - «Чувашэнерго».

Предметом исследования является применение цифровых технологий, методов выполнения работ на действующих электроустановках под напряжением и настройки ДГР с подмагничиванием, а также способа учета потерь электроэнергии однофазных замыканий на землю для повышения надёжности и эффективности использования электрооборудования электротехнических комплексов и систем напряжением 6 – 110 кВ.

Цель диссертационной работы. Внедрение цифровых систем управления и учета электрической энергии, а также работ под напряжением для повышения эффективности и надежности функционирования электротехнических комплексов и систем.

Для достижения сформулированной выше цели в работе были поставлены следующие **задачи исследования**:

1. Разработать новый способ и устройство управления ДГР с подмагничиванием, позволяющее повысить точность его настройки для безопасной, эффективной и надёжной эксплуатации электротехнических комплексов.

2. Исследовать методы выполнения работ под напряжением, разработать алгоритмы их проведения на высоковольтном электрооборудовании, а также устройства по замене воздухоосушительных фильтров измерительных трансформаторов на подстанциях 35-110 кВ.

3. Усовершенствовать процесс определения и снижения коммерческих потерь электроэнергии путем цифровизации системы учета электрической энергии в электротехнических комплексах филиала АО «Сетевая Компания» Республики Татарстан на основе установки интеллектуальных средств учета.

4. Разработать способ для учёта потерь, включающий в себе потери электрической энергии при однофазном замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью 6-35 кВ.

Методы и методология исследования

При выполнении диссертационной работы использовались теоретические положения электротехники, связанные с процессами передачи, распределения и управление электроэнергией в электротехнических комплексах и системах. Теоретические исследования проводилось с использованием приемов математической статистики, численных методов расчета, системного анализа.

Экспериментальные исследования проводились на действующем электрооборудовании (полевые исследования) в электрических сетях Республики Татарстан.

Научная новизна работы:

1. Предложены новый способ и устройство настройки ДГР с подмагничиванием, основанные на возбуждении контура нулевой последовательности импульсным источником опорного тока с последующим анализом свободной составляющей переходного процесса методом быстрого преобразования Фурье, что позволяет рассчитать ток подмагничивания для точной резонансной настройки в режиме глубокой недокомпенсации при минимальном напряжении нейтрали без искусственного смещения, исключая риск опасного увеличения напряжения смещения нейтрали и повышая точность настройки компенсации емкостных токов, проведены натурные испытания системы, основанные на расчете текущей емкости сети через анализ разности частотных спектров сигналов до и после возбуждения контура нулевой последовательности, позволяющего провести последующую подстройку реактора так, что режим переходного процесса до установления полного тока компенсации происходит за время, не превышающее 130 периодов.

2. Разработаны алгоритмы эффективного управления для выполнения работ под напряжением по системе «байпас» и замене «голого» провода на самонесущий изолированный провод воздушной линии электропередач в распределительных сетях.

3. Впервые разработано устройство для замены силикагеля в воздухоосушительных фильтрах измерительных трансформаторов тока 35- 110 кВ под рабочим напряжением.

4. Впервые предложен новый способ учёта потерь электрической энергии при однофазном замыкании на землю в сетях 6–35 кВ с изолированной нейтралью, заключающийся в измерении тока через дугогасящий реактор, напряжения в разомкнутом треугольнике трансформатора

напряжения, угла сдвига между этими величинами и времени замыкания, с последующим расчётом активных и реактивных потерь, способствующих для повышения эффективности и надёжности работы электротехнических комплексов.

Теоретическая значимость работы заключается в выработке технических решений в области повышения эффективности и надежности использования электротехнических комплексов и систем посредством применения цифровых технологий, методов выполнения работ на действующих электроустановках под напряжением и настройки ДГР с подмагничиванием, а также способа учета потерь электроэнергии при однофазных замыканиях на землю.

Практическая значимость работы:

1. Разработаны способ и устройство настройки ДГР с подмагничиванием за счёт использования разности частотных спектров, получаемых с помощью быстрого преобразования Фурье сигналов возбуждения контура нулевой последовательности сети.

2. Разработаны алгоритмы и блок-схемы проведения работ под напряжением на действующем высоковольтном электрооборудовании для широкого тиражирования с целью повышения эффективности и надежности работы электротехнических комплексов.

3. Получены акты внедрения совмещенных самонесущих изолированных проводов с волоконно-оптической линией связи для формирования цифровых систем телеуправления в части повышения эффективности и надежности электротехнических комплексов на примере Буинских электрических сетей филиала АО «Сетевая Компания» Республики Татарстан.

4. Внедрение цифровых систем коммерческого учета электрической энергии позволило повысить эффективность и надежность электротехнических комплексов и систем, что апробировано и подтверждено актами внедрения в электрических сетях филиала АО «Сетевая Компания» Республики Татарстан.

5. Внедрение способа учёта потерь электроэнергии при однофазных замыканиях на землю позволит получить инструмент для повышения общей культуры эксплуатации электротехнических комплексов, заключающееся в снижении технических потерь в распределительных сетях 6-35 кВ, оптимизации затрат на обслуживание электрооборудования, стимулирование работников энергоснабжающих организаций по сокращению количества и продолжительности замыканий на землю, улучшение качества электрической энергии.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Результаты внедрения способа управления ДГР с подмагничиванием, в основу алгоритма которого положено свойство поддержания в сети режима с недокомпенсацией емкостных токов и малым смещением нейтрали и настройки на резонанс в режимах ОЗЗ

по измеренным параметрам сети до и после возбуждения контура нулевой последовательности сети.

2. Результаты внедрения устройства управления ДГР с подмагничиванием, обладающего улучшенными точностными характеристиками его настройки за счёт использования разности частотных спектров, а также использующего рассчитанный ток подмагничивания как стартовый при обнаружении однофазного замыкания на землю, корректируемый в режиме замыкания по углу между векторами напряжения нулевой последовательности и остаточного напряжения для поврежденной фазы с целью уменьшения расстройки контура нулевой последовательности сети до допустимого значения так, что режим переходного процесса до установления полного тока компенсации происходит за время, не превышающее 130 периодов.

3. Разработка алгоритмов по выполнению работ под напряжением на высоковольтных линиях (ВЛ) электропередач 6-35 кВ с помощью системы «байпас», замене голого провода на самонесущий изолированный провод на анкерном пролете, а также устройство по замене силикагеля в воздухоосушительных фильтрах измерительных трансформаторов на подстанциях 35-110 кВ без вывода их в ремонт для улучшения показателя надежности систем электроснабжения потребителей *SAIFI* (индекс средней частоты отключений по системе) и показателя *SAIDI* (индекс средней продолжительности отключений по системе).

4. Внедрение цифровых систем учета электрической энергии в электротехнических комплексах «Сетевой Компании» Республики Татарстан с целью снижения электрических потерь для увеличения надёжности и эффективности сети.

5. Способ учёта потерь электроэнергии при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью, основанный на измерении тока через ДГР, напряжения в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения и угла сдвига фаз между ними, что позволяет обеспечить определение как активных, так и реактивных потерь электрической энергии.

Публикации и патенты

Основные положения и результаты диссертационного исследования отражены в 29 печатных работах, в том числе 9 работ опубликованы в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 2 патент на изобретение, 1 патент на полезную модель.

Достоверность и обоснованность полученных результатов

Достоверность результатов предложенного метода настройки ДГР с подмагничиванием, а также разработанного способа управления подтверждена в лабораторных, а также полевых условиях при испытаниях на действующей ПС 110 кВ.

Полученные результаты и их интерпретация не противоречат основным положениям науки и опубликованным результатам других авторов.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях: IV Международной научно-технической конференции «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности» (Чебоксары, 2020г.); XIII Всероссийской научно- технической конференции «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике» (Чебоксары, 2020 г.); III Международной научно-технической конференции «Перспективы развития механизации, электрификации и автоматизации сельскохозяйственного производства» (Чебоксары, 2021 г.); XVII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Молодежь и инновации» (Чебоксары, 2021 г.); V Международной научно-технической конференции «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности» (Чебоксары, 2021 г.); VII Всероссийской научно-практической конференции студентов, магистров, аспирантов и молодых ученых «Вклад молодых ученых в инновационное развитие АПК региона» (Махачкала, 2023 г.), III Международная научно-практическая конференция «Перспективные технологии и инновации в АПК в условиях цифровизации» (Чебоксары, 2024 г.); VI Международная научно-практическая конференция «Перспективы развития механизации, электрификации и автоматизации сельскохозяйственного производства» (Чебоксары, 2024 г.).

Реализация результатов исследования

Методы проведения работ под напряжением апробированы и применяются в филиале «Сетевой Компании» Республики Татарстан для проведения плановых и ремонтно-конструкционных работ на электрооборудовании 6-35 кВ.

Система управления ДГР с подмагничиванием была успешно реализована на подстанции 110 кВ «Буинск» Республики Татарстан.

Цифровые системы коммерческого учета электрической энергии, а также цифровые системы телеуправления коммутационными аппаратами внедрены в Буинских и Верхнеуслонских электрических сетях Республики Татарстан.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка литературы и приложений. Объем диссертационной работы составляет 131 страниц машинописного текста. Диссертационная работа содержит 51 иллюстраций, 11 таблиц и четыре приложения. Список

литературы содержит 127 наименований. В Приложении приведены акты внедрения результатов диссертационной работы.

1 ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ КАК СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

1.1 Современные электротехнические комплексы городского и сельского электроснабжения

Положение дел энергетического сектора экономики нашей страны за последние десятилетия привело к значительным снижениям темпа по реорганизации электротехнического парка оборудования, технического перевооружения и новых проектов. Повышение уровня изношенности электросетевых объектов приводит к снижению надежности систем электроснабжения в целом, более частому аварийному и плановому отключению, большему недоотпуску электроэнергии, а также аварийного и ремонтно-восстановительного простоя потребителей в электрических сетях напряжения 6 – 110 кВ. На данном этапе развития электроэнергетической отрасли основой систем электроснабжения городских и сельских потребителей, а также промышленности являются электротехнические комплексы.

Электротехнический комплекс (ЭТК) – это электротехническая система (совокупность электрических систем), объединяющая в себе ряд электротехнических устройств, имеющих общее предназначение, объединенных общностью режимов и предназначенных для выполнения определенной цели [28-30, 71].

Большая часть ЭТК, эксплуатирующиеся в данный момент времени, требуют полного ремонта и частичной реконструкции, поскольку физически изношенное высоковольтное оборудование, в том числе и линии электропередач, физически и морально устарело. Более 80% возникающих неисправностей фиксируется обслуживающими энергоснабжающими организациями именно на таких элементах ЭТК [43-45]. Высоковольтное оборудование (ВО) – особый вид электрических устройств и аппаратов, выполняющих процессы, связанные с электрической энергией напряжением свыше 1000 В, а именно её коммутацию, преобразование и распределение [82, 85, 100].

ЭТК, состоящие из совокупностей и отдельно взятого высоковольтного электрооборудования, не попадают под критерии отнесения их к сетям единой энергетической системы Российской Федерации [107, 115]. Под понятие ЭТК попадают следующие сети:

– электроустановки и прилегающие к ним электрические сети до 1000 В – в небольших городах и поселках, цехах промышленных предприятий, производственные объекты, агропромышленный комплекс, жилые и общественные здания и т.п.;

– электроустановки и прилегающие к ним электрические сети 6 и 10 кВ – в микрорайонах городов, крупных поселков, больших промышленных предприятий, сельскохозяйственных районов, тяговые подстанции и узлы железной дороги. Наибольшее распространение для таких сетей получило напряжение 10 кВ, применение напряжения 6 кВ для новых объектов не рекомендуется согласно существующих требованиям к реконструированию и проектированию новых электроустановок [4, 28]. Может использоваться при реконструкции существующих электрических сетей при наличии в них высоковольтных двигателей соответствующего напряжения;

– электроустановки и прилегающие к ним электрические сети до 20 кВ – в связи с ростом нагрузок коммунально-бытовой сферы имеется тенденция к повышению напряжения городских сетей до данного уровня напряжения;

– электроустановки и прилегающие к ним электрические сети 35 кВ – широко используются для создания центров питания сельскохозяйственных распределительных сетей до 10 кВ, на расстояния от единиц до нескольких десятков километров;

– электроустановки и прилегающие к ним электрические сети 110 кВ – применяются для создания районных ЭТК, для внешнего электроснабжения крупных и средних промышленных предприятий, а также снабжения потребителей на расстояния от единиц до нескольких десятков километров.

ЭТК - один из самых сложных и затратных элементов электроэлектрических систем, который влияет не только на ценообразование и тарифы электроэнергии, но и на всю экономическую эффективность данной отрасли. Основные фонды электроэнергетики состоят из порядка половины указанный комплексов, и большинство передаваемой электроэнергии теряется в этих системах. На фоне более масштабных задач по обновлению и реконструкции отрасли роль ЭТК является недостаточно оцененной, что может привести к тяжёлым экономическим и социальным последствиям [29].

Потери электрической энергии составляют по разным подсчетам от 20 до 75 % суммарных потерь, возникающих в ЭТК. Возможности их непосредственного учета и расчёта определяют возможности установления плановых потерь для комплексов и систем в целом, а также выбора обоснованных мероприятий по их снижению [29, 34, 40]. Это свидетельствует о необходимости разработки единых методик, которые позволяют определять суммарные потери электроэнергии при приемлемой точности и небольших затратах, а также выявлять узлы повышения потерь при помощи ограниченной информации о их схеме и нагрузке. При общих потерях электроэнергии в электрических сетях России около 107 млрд кВт/ч в год на распределительные сети 110 кВ и ниже приходится 79 % суммарных потерь, из них коммерческие потери, по минимальным оценкам, составляют 35 % [12].

Развитие ЭТК характеризуется быстрым повышением количественных характеристик: протяженностью кабельных и воздушных линий электропередач, численностью узловых и системных подстанций, сложностью и надежностью схем энергообъектов, ростом требований к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии потребителей. Динамика показателей ЭТК напрямую зависит от быстрого роста численности населения городов и сел, количества населенных пунктов, предприятий промышленности и агропромышленного комплекса – в конечном счете ростом электрических нагрузок и потребления электроэнергии. Яркой иллюстрацией является развитие ЭТК Москвы, где их протяженность в конце XIX в. была около 60 км, в 1913 г. – 1400, в 70-х годах – более 20 тыс. и в настоящее время – более 42 тыс. км; в этой сети в 90-х годах работает более 12 тыс. ТП напряжением 6 и 10 кВ и 2 тыс. РП этих же напряжений [82].

Чаще всего, при использовании в городах и сельской местности ЭТК выполняются с помощью изолированных кабелей, прокладываемых в грунте или специальных каналах. В последние десятилетия за границей прокладывают только сравнительно дорогостоящие кабели с изоляцией из синтетических (полиэтилен) материалов, повышая надежность снабжения электроэнергией. Здесь широко используется открытая установка силовых трансформаторов и электрооборудования 6(10) кВ в сочетании с закрытыми устройствами распределительного щита 380/220 В. Для создания необходимой безопасности ТП окружается металлическим сетчатым ограждением.

Первоначальным типом ТП были отдельно установленные постройки, внутри которых размещалось электрооборудование, включая сухие силовые трансформаторы. С точки зрения архитектурно-градостроительных позиций такие решения на данный момент подвергаются критике. На смену пришли малогабаритные ТП, которые изготовляются с применением современной синтетической и элегазовой изоляции. Данное техническое решение многократно снижает габариты подстанций. При этом применяются специальные конструктивные решения, обеспечивающие регламентируемую стандартами пожаробезопасность и поглощение шумов. В промышленном электроснабжении ТП, в виде отдельных зданий заменяются индустриально изготавливаемыми КТП, устанавливаемыми непосредственно в цехах предприятий.

Воздушные линии 6-10 кВ, согласно устоявшемся проектным решениям, строятся по радиальному принципу, с алюминиевыми неизолированными проводами на деревянных и железобетонных опорах. Трансформаторные подстанции напряжением (6)10/0,4 кВ подключены к сетям, по тупиковой схеме в одно и двух трансформаторном исполнении. Автоматическое секционирование и резервирование распределительных электрических сетей 10 кВ не применялось ранее, хотя последнее время данный метод повышения надежности

электроснабжения рассматривается в научных работах, а также проходит опытную эксплуатацию в России [10, 70, 85]. Также, в работах [25, 45, 46] приводятся и иные проблемы, снижающие эффективность использования ЭТК:

1) отсутствие единой технической политики в области реорганизации ЭТК [10];

2) разнородность (разные производители и срок ввода в эксплуатацию) парка электрооборудования;

3) иные проблемы [46, 70,85].

Вследствие перечисленных выше факторов сельские электрические сети имеют более низкую надежность электроснабжения потребителей по соотношению с сетями иных уровней напряжения.

Одна из отличительных черт сельских ЭТК заключается в слабой оснащенности этих сетей коммутационными аппаратами, своими характеристиками отвечающих требованиям соответствующих нагрузок и режимов работы [10]. Современные вакуумные и элегазовые выключатели отечественных производителей дают возможность повышать наблюдаемость сети, что зачастую упрощает процесс нахождения оперативной бригадой поврежденного участка ЛЭП и ускоряет время проведения ремонтных работ [45, 46]. Дистанционное управление коммутационными аппаратами (высоковольтными выключателями, разъединителям, заземляющими ножами) позволяет проводить некоторые оперативные переключения в схемах ЭТК удаленно, путем работы в диспетчерских центрах уровня РДУ и ОДУ [70, 85].

В сельских ЭТК, построенных до 00-х годов XIX века, согласно ранее действующим нормативным актам с области проектирования и построения распределительных сетей, устанавливалось лишь небольшое количество разъединителей. При такой компоновке электрооборудования, повреждение участка линии приводит к долговременному простою и потере электроснабжения всех присоединенных потребителей к ТП 10/0,4 кВ. Главной задачей в образовавшейся ситуации является наращивание эффективности работы и надежности ВО ЭТК с минимизацией потерь на реализацию данных мероприятий.

1.2 Режимы заземления нейтрали и компенсация емкостных токов однофазного замыкания на землю в сетях 6 - 35 кВ

Выбор способа заземления нейтрали в системах электроснабжения уровнем напряжения 6 - 35 кВ является одним из наиболее важных вопросов проектирования и перспективного построения сети, касающийся дальнейшей эксплуатации всей системы электроснабжения. Выбранным режимом заземления нейтрали определяются такие параметры, как ток ОЗЗ, перенапряжения на неповрежденных фазах, выбор устройств ОПН, вид релейной защиты от ОЗЗ,

уровень изоляции электрооборудования, обеспечиваемая бесперебойность электроснабжения, безопасность персонала при возникновении ОЗЗ [28, 110]. От выбора режима заземления нейтрали непосредственно зависит поведение системы при ОЗЗ, и эффективность долгосрочной эксплуатации ЭТК [16, 21, 28, 29].

В отечественной и зарубежной технической литературе указывается, что в сетях 6 – 35 кВ применяются следующие режимы заземления нейтрали: изолированная (нейтральная точка является незаземленной); заземленная через ДГР; заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный) и комбинированный вид заземления нейтрали [4,5,16,21,32,48,111 и др.]. Вышеуказанные режимы проиллюстрированы на Рисунок 1.

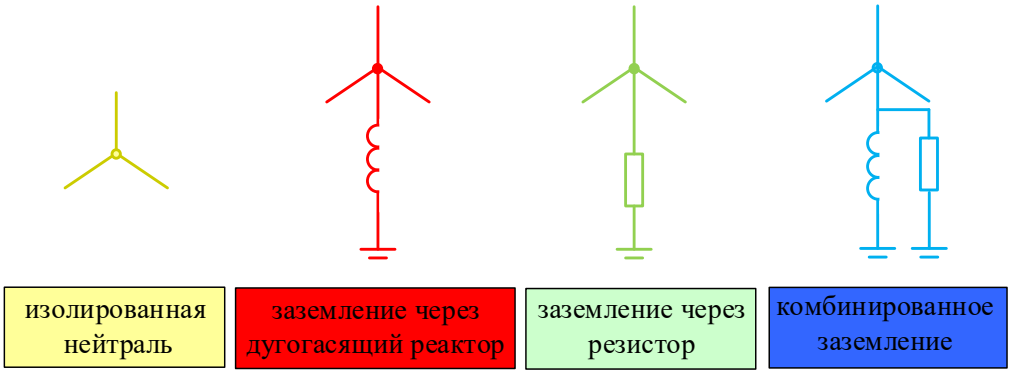


Рисунок 1 – Режимы работы нейтрали в сетях 6-35 кВ

Вопрос оптимального выбора типа заземления нейтрали является спорным и трактуется в разных документах по-разному. Например, согласно последней редакции ПУЭ: «Электрические сети 6 - 35 кВ должны работать с изолированной, заземленной через резистор или ДГР нейтралью» [5]. Из этого следует, что в данном документе отсутствуют конкретные рекомендации по выбору оптимального режима нейтрали в ЭТК. Возможно, такая формулировка приведена из-за того, что сложно сформировать какие-либо нормы, учитывая на сколько различны схемы сетей напряжением 6–35 кВ. Сети городов и сельской местности, агропромышленного комплекса и промышленных предприятий имеют свои особенности, при этом необходимо учитывать многие другие условия [5,21,22,26,28]. Опыт эксплуатации распределительных сетей перечисленный выше видов показывает, что наиболее частым видом повреждения является ОЗЗ, на их долю приходится более 60% от общего числа повреждений.

На сегодняшний день отсутствуют единые нормы и акты, регламентирующие выбор определенного режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ. Согласно «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» существуют ограничения по емкостному току замыкания на землю: «Компенсация емкостного тока замыкания на землю ДГР должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения: для линии

6 кВ – 30 А, для линии 10 кВ – 20 А, для линии 35 – 10 А. Работа сетей без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается. В сетях 6 - 35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах должны использоваться ДГР при емкостном токе замыкания на землю более 10 А» [28,32,67].

В нашей стране практически в 70% эксплуатирующихся ЭТК функционируют с изолированной нейтралью [12,43,44]. Поэтому в документе «Правила устройства электроустановок» прописано, что допускается действие релейной защиты только на сигнал при ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью…» [5,76].

При современном развитии электротехнической и электроэнергетической отрасли широкое распространение получил метод компенсации тока ОЗЗ путем заземления нейтрали через настроенную в резонанс индуктивность ДГР. Применение данного метода эффективно снижает емкостную составляющую в месте повреждения.

Активная и высшая гармонические составляющие представляют угрозу при возникновении ОЗЗ в ЭТК, имеющих большую суммарную протяженность линии. Для небольших сетей, с током ОЗЗ до 80 А, достаточно компенсировать только емкостную составляющую. В таком случае активная и высшие гармонические составляющие не превышают в сумме 5 А. При больших токах ОЗЗ (более 80 А) компенсировать лишь емкостный ток недостаточно, требуется снижать полный ток ОЗЗ, включая активную составляющую на частоте сети и составляющие, частоты которых отличаются от промышленной.

Вопрос организации режима заземления нейтрали силовых трансформаторов ЭТК занимает одно из важнейших мест в области обеспечения требований по надежности электроснабжения потребителей, а также эффективного использования электрооборудования и распределительных сетей.

В нашей стране ЛЭП на классе напряжения 6 – 35 кВ являются лидирующими по своей протяжённости. В городской черте они в основном выполняются с помощью КЛ, а в сельской местности – преимущественно ВЛ. Кабельные линии чаще всего прокладываются под землей и не всегда с соблюдением требований по установке специальных кабельных каналов, что влияет на возникновение пробоя одной фазы в такой сети. Наиболее велика вероятность возникновения ОЗЗ весной и осенью, при смещении грунта с последующим повреждением оболочки кабеля и увлажнением изоляции. Чаще всего пробой изоляции происходит в соединительных муфтах с переходом на двух- и трёхфазное короткое замыкание [21, 66, 79, 89].

Гораздо хуже дело обстоит в ЭТК агропромышленного комплекса и сельской местности, которые организованы путем построения протяженных и смешанных систем ВЛ и КЛ. Причин, вследствие которых может быть вызвано ОЗЗ в рассматриваемом случае значительно больше:

пробой изоляторов, замыкание деревьев на голые провода, пробой вентильных разрядников и ОПН. При повреждении одной фазы, в месте ОЗЗ будет протекать ёмкостный ток, значение которого прямо пропорционально от длины ВЛ.

Организация сети посредством использования изолированной нейтрали позволит повысить надёжность системы электроснабжения, так как в этом случае не будет происходить отключение ВЛ. При высоких значениях ёмкостного тока вследствие ОЗЗ в сети возникают следующие проблемы: увеличение вероятности возникновения перенапряжения, попадание людей и животных под шаговое напряжение, а также разрушение железобетонных опор.

Компенсация ёмкостного тока посредством установки ДГР позволит свести к минимуму возможность возникновения отрицательных явлений. При настройке индуктивности ДГР в резонанс с сетью, в месте ОЗЗ ток минимизируется, при этом, исключая возможные феррорезонансные явления, а также переход ОЗЗ в многофазные замыкания [22,26,31].

Однако выполнение данного способа компенсации ёмкостных токов осложняется дополнительными капиталовложениями - выделить отдельную ячейку в РУ и установить нейтралеобразующий трансформатор, выполняющий функции фильтра нулевой последовательности. В нейтраль силового трансформатора необходимо подключить через разъединитель ДГР, а также для его настройки в резонанс с ёмкостью сети необходимо предусмотреть также шкаф с устройством управления. Шкаф управления ДГР обходится заказчику дороже, чем нейтралеобразующий трансформатор и реактор вместе взятые.

Схема подключения ДГР в сеть 6 – 35 кВ приведена на рисунке 2.

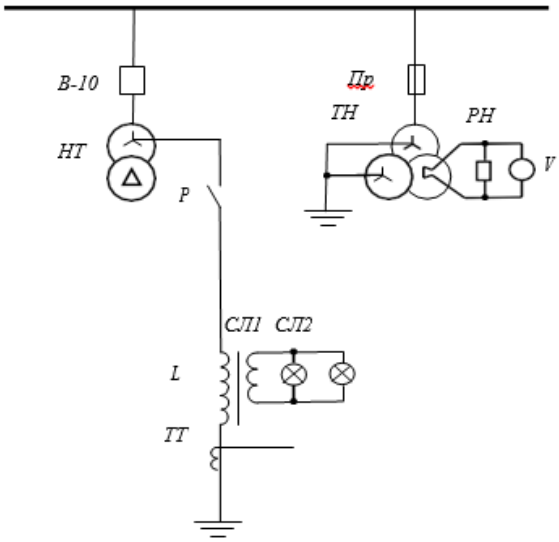


Рисунок 2 – Схема подключения дугогасящего реактора к шине подстанции:

В – высоковольтный выключатель; *НТ* – нейтралеобразующий трансформатор;

Р – разъединитель; *L* – дугогасящий реактор; *Пр* – предохранитель;

ТН – трансформатор напряжения; *ТТ* – трансформатор тока; *РН* – реле напряжения;

СЛ1, СЛ2 – сигнальные лампы

Различные варианты схемы выполнения такой сети представлены на рисунке 3 [21,32,82]. Наиболее широкое распространение во всем мире, кроме стран бывшего СССР, получили сети с резистивным заземлением нейтрали (рисунок 3, д–ж) [22,48,109,110,124]. Использование варианта, представленного на рисунке 3, е, встречается довольно редко, так как в рассматриваемом случае необходима установка специального трансформатора.

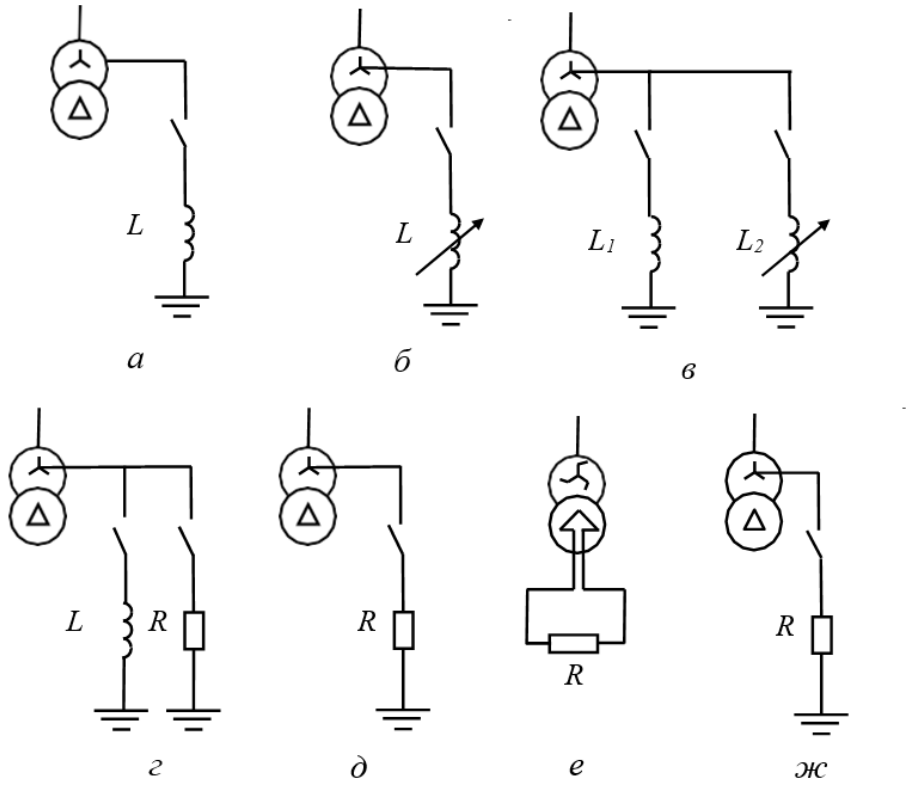


Рисунок 3 – Варианты схем выполнения нейтрали и компенсации емкостного тока в сети 6-35 кВ:

а – с помощью ступенчатого ДГР; *б* – с помощью ДГР с плавным регулированием; *в* – с помощью ступенчатого и плавного ДГР; *г* – совместное применение ДГР и резистора; *д* – с помощью резистора; *е* – с помощью подключения резистора в треугольник; *ж* – с помощью подключения резистора в трансформатор нулевой последовательности

1.3 Традиционные методы повышения эффективности использования высоковольтного электрооборудования

В отечественной и зарубежной научно-технической литературе к традиционным, то есть длительное время применяемым и находящимся в эксплуатации, относят следующие способы:

1. Внесение изменений в существующие схемы СЭС, реконструкция электроустановок путем частичной или полной замены ВО.

Этот способ осуществляется частичной заменой устаревшей электротехнической части действующих СЭС, а также применяя энергосберегающие технологии, тем самым повышая КПД и надежность всего электроснабжения потребителей. Такой способ является наиболее распространенным методом повышения эффективности использования ВО [46, 70, 85, 97 и др].

2. Выравнивание неравномерных суточных графиков электрических нагрузок.

Использование этого способа позволяет снизить пиковые максимумы нагрузок, что в свою очередь снижает потери, повышает экономию электроэнергии в сетях, поскольку на производстве можно использовать несколько крупных потребителей электричества одновременно (сталеплавильные печи различного рода, прокатные станы, сварочные установки и иные виды электрического привода). Введение интервалов между рабочими сменами в период выраженного максимума нагрузки на энергосистему решает проблему сбережения электроэнергии.

Чтобы обеспечить стабильную работу промышленного предприятия, необходимо создать графики ограничений потребления электроэнергии при перерывах в эксплуатации на основе данных о удельных ущербах, комплексной схемы технологических процессов и систем электроснабжения [46,70,85,97]. Недостатки данного метода приводят к нарушению нормального производственного режима предприятий, а также к усугублению трудовых условий для работников.

3. Улучшение эксплуатации силовых распределительных трансформаторов.

Принято разделять потери силовых трансформаторов на два вида: потери в обмотках и потери в сердечнике. Первый вид имеет прямое отношение к сопротивлению медной обмотки и выделению в ней тепла. Величина потерь в обмотках зачастую составляет 1 – 3 % номинальной мощности трансформатора.

На эксплуатируемых ТП отмечается избыток установленных мощностей, из-за чего поэтому среднее значение их загруженности считается низким. Избыточное количество мощности требуется для того, чтобы обеспечить надежную и безаварийную работу трансформаторов, если произошла авария или один из них вышел из строя.

На самом деле, среднее значение коэффициента загрузки составляет менее 100 %, а максимальный КПД трансформатора достигается при его загрузке 45 – 75 % от номинальной загрузки. Такой метод дает возможность определить оптимальный вариант повышения эффективности трансформаторных подстанций:

– при нагрузке 40 – 50 % от номинальной мощности ТП, в качестве меры энергосбережения предлагается повысить энергоэффективность подстанции за счет отключения одного или нескольких трансформаторов, доведя значение коэффициента загрузки оставшихся в работе до оптимальной величины;

– при нагрузке, превышающей 75 % от номинальной мощности ТП, для достижения максимального КПД трансформаторов необходимо установить дополнительные мощности;

– если трансформаторы потеряли свой ресурс в процессе эксплуатации, и есть необходимость модернизировать устаревшие ВО ТП, то рекомендуется заменить их на трансформатор с низким уровнем потерь, позволяющий снизить общие потери на 20-60 % [28-30].

4. Установка устройств компенсации реактивной мощности.

Нагрузка в СЭС промышленных потребителей по своему роду разделяется на активную, емкостную и индуктивную, в зависимости от типа эксплуатируемого ВО. Реактивная энергия негативно воздействует на СЭС, создавая электромагнитные поля рассеяния в электроустановках. Реактивный ток приводит к ухудшению качества электроэнергии и её отдельных нормируемых показателей [34-41].

С целью компенсации негативных явлений реактивной мощности разработаны устройства компенсации. Они применяются для минимизации ёмкостной или индуктивной составляющей переменного тока в узлах СЭС и компенсации реактивных параметров протяженных ВЛ и КЛ. Установка компенсации реактивной мощности (УКРМ) обеспечивает увеличение и поддержание на нормативном уровне величины коэффициента мощности трехфазной распределительной сети.

При работе УКРМ способствует практически полному снижению:

– перетоков реактивной мощности внутри СЭС;

– потерь электрической энергии в электрических сетях городов, агропромышленного комплекса и СЭС, увеличения пропускной способности ВЛ для подключения новых нагрузок без увеличения стоимости сетей;

– затрат на электроэнергию;

– нагрузки ТП, ВО и ВЛ;

– тепловых потерь, возникающих при протекании электрического тока;

– воздействия высших гармоник и несимметричности фаз [52].

5. Устранение несимметричного режима (перекоса) фазных напряжений.

В случае возникновения несимметричных режимов в трехфазных сетях в виде неравномерного фазного напряжения появляется дополнительная мощность, пульсирующая с двойной частотой. Присутствие этой мощности влечет за собой непроизводительную перегрузку ЭТК и СЭС, что приводит к снижению эффективности их использования.

Несимметрия фазных напряжений приводит к ущербу, возникшему из-за того, что в СЭС появляются дополнительные потери, снижаются сроки эксплуатации ВО, ухудшаются показатели экономичности ее работы. Имеющаяся в сети несимметрия напряжений приводит к несимметрии потребляемых токов даже для симметричных потребителей. Это приводит к тому,

что одна из фаз ВЛ работает в режиме перегрузки. Возникающие электрические потери в каждой фазе ЛЭП пропорциональны квадрату тока, соответственно, что в линии при несимметрии напряжений появляются дополнительные потери, отличающиеся от нормального симметричного режима.

Ток обратной последовательности, возникающий при несимметрии напряжения, создают у асинхронных двигателей отрицательно действующий тормозящий электромагнитный момент, а также дополнительный нагрев стали ротора за счет токов двойной частоты. Несимметрия напряжения приводит к перегреву стали трансформаторов.

6. Контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ) при анализе работы СЭС.

Нормы качества электроэнергии определяются требованиями и стандартами электромагнитной совместимости (ЭМС) для кондуктивных электромагнитных помех в СЭС [46, 85, 97 и др]. Однако в нормативной документации не указаны требования к качеству электроэнергии и нормам ПКЭ для режимов, обусловленных возникновением и временем ликвидации непредвиденных обстоятельств, таких как погодные условия, стихийные бедствия, локальные техногенные аварии.

Учет качества электроэнергии – это ряд технических и организационных мероприятий, позволяющих объективно оценить ПКЭ посредством использования специальных устройств и приборов. Снижение значений ПКЭ отрицательно влияет на ВО следующим образом:

– повышается значение возникающих потерь в СЭС и требуемой мощности ВО;

– приводит к перегреву электрических машин, что ускоряет старение изоляции, повышает общую аварийность в результате возможного возникновения однофазных КЗ и их перехода в многофазные замыкания;

– происходят неселективные срабатывания устройств автоматики и релейной защиты;

– некорректная работа средств учета электрической энергии.

7. Устранение высших гармоник в СЭС путем использования фильтрующих устройств.

Развитие электронной техники привело к появлению высших гармонических составляющих в токах и напряжениях СЭС. Типы ВО, являющиеся источником их возникновения:

а) электроприводные устройства постоянного тока, переменного тока с частотным регулированием, устройства бесперебойного питания, силовые выпрямители, устройства плавного пуска электрических двигателей и силовых трансформаторов, импульсные преобразователи напряжения и иные полупроводниковые приборы;

б) дуговые печи, сварочное оборудование, осветительные лампы ртутные;

в) двигатели и генераторы переменного напряжения, силовые трансформаторы, реакторы и иное ВО, имеющее способность насыщаться при некоторых режимах работы [17].

В свою очередь, наличие высших гармоник в СЭС приводит к следующим негативным последствиям:

– сложность в компенсации реактивной мощности посредством батарей конденсаторов;

– повышение потерь в электрических машинах и силовых трансформаторах;

– ускорение процессов старения изоляции электрических машин и аппаратов;

– ухудшение работы устройств автоматики, релейной защиты, телемеханики и связи;

– появление методических погрешностей и неточностей в работе средств учета электрической энергии.

Использование мощных силовых фильтрующих устройств является основным способом снижения высших гармоник напряжения и тока в СЭС.

8. Применение кабелей из сшитого полиэтилена в качестве изолирующего материала.

Практически во всех существующих и эксплуатируемых СЭС в качестве связующего звена используются силовые кабельные линии, так как это меньшие габариты, безопаснее и надежнее, чем ВЛ. Однако, кабели с пропитанной бумажной изоляцией быстрее стареют и приходят в негодность. Такую проблему смогло решить существенное изменение устройства кабеля, тем самым придя к изготовлению кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Кабели с СПЭ изоляцией исключают многие недостатки, характерные для кабелей с бумажной изоляцией, особенно их применение решает проблемы по надежности электроснабжения.

«Предприятия-изготовители кабелей СПЭ используют технологии сшивки или вулканизации непосредственно в среде нейтрального газа под высоким давлением и температурой. Такой метод вулканизации обеспечивает качественную и равномерную сшивку по всей толщине изоляции и отсутствие воздушных включений. Поперечные связи, которые образуются в процессе сшивки между молекулами полиэтилена, в основном и определяют характеристики нового материала. Кабели СПЭ имеют высокие механические, диэлектрические свойства и больший температурный рабочий диапазон в отличие от других кабельных изоляционных материалов» [61].

9. Размещение оборудования, требующего значительной мощности, ближе к источнику питающей высоковольтной линии.

Этот метод является целесообразным в связи с омическими потерями мощности питающей сети СЭС, которые при заданной мощности повышаются, при условии снижения напряжения.

1.4 Новейшие методы повышения эффективности использования высоковольтного электрооборудования

1.4.1 Цифровизация высоковольтного электрооборудования электротехнических комплексов и систем

В последние годы сфера электроэнергетики высокими темпами движется в направлении цифровизации объектов электроэнергетики [10,12,19]. В свою очередь, данная цифровизация будет означать повсеместное внедрение микропроцессорные устройств, выполняющих функции автоматики и защиты, а также иные автоматические системы управления потребителями СЭС в целом.

Термин «цифровизация» стал одним из важнейших векторов развития энергосистем во всем мире и, в частности, нашей стране. Она неразрывно связана с появлением функциональных структур нового поколения – так называемых ЦПС, цифровых распределительных устройств, цифровых комплексов и систем (ЦЭТК), новейших методов управления и диагностики ВО, использующих цифровые алгоритмы и устройства [10,12,19].

Согласно стандарту ПАО «ФСК ЕЭС» термин «Цифровая подстанция» с 2018 года обрел новое понимание. Теперь под данным термином стали подразумевать подстанцию электроэнергетической системы, обладающую высоким уровнем автоматизации. В этой системе процессы информационного обмена между её элементами, а также управления её работой производятся в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850. Отличием этого определения от определения 2011 г. является наличие в основе технологии построения цифровой ПС международного стандарта МЭК 61850, где детально описывается реализация таких ПС [8-12,17-20].

Для сетей среднего напряжения можно отнести к элементам цифровизации следующие методы:

– создание интеллектуальной системы учета;

– создание систем телеуправления коммутационным оборудованием с автоматизированного места диспетчера;

– создание протяженных мультисервисных сетей на основе применения самонесущих изолированных проводов со встроенным оптоволокном;

– оптимальное управление дугогасящими реакторами с целью компенсации емкостной составляющей токов короткого замыкания.

Создание интеллектуальной системы учёта электроэнергии является одной из перспективных и важных задач развития энергосистемы и способствует не только прозрачности всего процесса учёта электрической энергии и оперативного доступа к информации с устройств,

предназначенных для этой цели, но и надёжности электроснабжения потребителей и приумножению электроэнергетической безопасности страны [10,12,19].

Направления развития управляющих систем неразрывно связаны с процессом «цифровизации» технологий, обеспечивающих возможность интеграции отдельных систем между собой согласно сложной иерархии. ЭТК в рассматриваемой схеме представляются нижним иерархическим звеном, неразрывно связанным с верхними управляющими уровнями.

Основной идеей перехода на цифровые технологические решения является техническое перевооружение и модернизация систем связи, телекоммуникаций, причем резко увеличивая объем и скорость передаваемой информации. Поэтапные переходы в цифровые интегрированные системы управления будут определяться в рамках этапов внедрения единой цифровой связи в электроэнергетике, которые займут не менее 10—15 лет [10,12,19].

Основными направлениями цифрового развития в ЭТК и СЭС являются:

– развитие телекоммуникационных сетей в части их надежности и срока службы;

– методическое обеспечение и прогнозирование эволюции телекоммуникаций в отдельно взятых энергосистемах в зависимости от потребления электроэнергии;

– разработка системы управления инфокоммуникационной средой;

– развитие волоконно-оптических технологий, в том числе совмещенных с самонесущими изолированными проводами;

– внедрение PLC технологий для использования в ЭТК 0,4-35 кВ, чтобы передавать любую информацию с подстанции, СЭС, промышленного предприятия для управления и контроля потребления электрической энергии;

– обеспечение охраны энергообъектов, видеонаблюдений посредством цифровой связи.

Автоматизация учета электроэнергии является стратегическим направлением снижения коммерческих потерь электрической энергии в СЭС, основой и обязательным условием функционирования розничных и оптовых рынков электрической энергии.

Современные АСКУЭ должны функционировать на основе следующих положений:

– формирование единых норм и протоколов в сфере передачи данных;

– обеспечения дискретности учета, сбора и передачи данных коммерческого учета, необходимой для эффективного функционирования конкурентного розничного рынка электроэнергии;

– расчет фактических и допустимых небалансов электрической энергии в СЭС, локализации точек неучтенного потребления и принятия мер по их снижению.

Для сбора информации наблюдается устойчивый тренд замены индукционных счетчиков на электронные средства учета электроэнергии не только более высоким пределам точности, а также по меньшему потреблению цепей трансформаторов токов и напряжений.

Особенно важным для розничного рынок электроэнергии, а также комплексного снижения потерь электрической энергии в СЭС, является исключение процесса само списания показаний электросчетчиков для бытовых потребителей.

1.4.2 Обоснование проведения работ на действующем высоковольтном электрооборудовании без его вывода в ремонт

Обеспечение беспрерывной и надежной работы промышленных предприятий, ЭТК и ВО предусмотрены для нашей страны «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» [4]. Одним из главных средств достижения безаварийной и эффективной эксплуатации СЭС вместе с улучшением энергоэффективности и экономичности передачи электроэнергии является система технического обслуживания и ремонта электроустановок и ВО. Прежде всего, это касается работы на ВЛ ЭТК с напряжением 6-35кВ без выхода из работы [4]. При использовании этой системы можно сохранить нормальный режим работы СЭС и обеспечить их устойчивость к нагрузке. Эксплуатация электрических установок и электрического оборудования электросетей без их отключения, особенно в процессе ремонтных работ, является сегодня основным обслуживанием, ее широко применяют в разных странах на линиях электрической передачи любого класса напряжения. Инициатором разработки и внедрения в СССР ремонтов линий 35-220 кВ с непосредственным касанием к частям, находящимся под напряжением, в середине 40-х годов являлся «Всесоюзный государственный трест по организации и рационализации районных электрических станций и сетей» [23]. В начале 60-х годов объем производимых работ под напряжением в стране сократился из-за развития сетей, резервирования их и прекращения производства специальных приборов и приборов. Потребовался анализ опыта зарубежных стран, комплекс исследований, технологий и конструкторской разработки, специальное обучение персонала, организация производства приборов, устройств и средств безопасности.

В процессе развития и применения в СЭС новой технологии по ремонту ВЛ проводился широкий экспериментальный анализ факторов воздействия электрических полей, разработана норма допустимого уровня воздействия, создана конструкция экранированных комплектов специальной одежды, исключающая вредного воздействия на человека при эксплуатации под напряжением, установлены основные нормы и разработаны технологии работ на линиях 6-35 кВ, обеспечивающие безопасные и комфортные условия труда и учитывающие конструктивные особенности ВЛ.

Реальный экономический эффект от применения ремонтов ВЛ под напряжением только в энергосистемах СССР и производственного объединения "Дальние электропередачи" за 1984-1987 гг. составил более 70 млн. руб. Новаторство проведения работ под напряжением характеризуется не только экономическими преимуществами, но также применением современных инструментов и средств защиты, разработанных по широким научным, конструкторским и технологическим исследованиям и разработкам, использованием новых материалов.

Обучение технологии работ под напряжением приводит к росту квалификации сотрудников и культуре проведения данного вида работ. Поскольку для выполнения ремонтных работ под напряжением необходимо использовать специально разработанные для этого средства производства и безопасности, для внедрения этой технологии предусмотрено комплексное оснащение рабочих бригад средствами труда. При этом, уровень укомплектованности персоналом и качество применяемых технических средств значительно выше, чем при выполнении работ на выведенных ВЛ. Для персонала эффективность работ под напряжением обусловлена в росте оплаты труда, повышения квалификации персонала, появления дополнительных премий за счет получения реального экономического эффекта.

Основная цель применения работ под напряжением - бесперебойность электроснабжения - может достигаться и иными методами: резервирование системы электроснабжения, цифровизация ЭТК, повышением запасов прочности и долговечности применяемых материалов и совершенствованием технических параметров электрооборудования. Работы на ВО под напряжением представляют собой эффективный способ достижения бесперебойности эксплуатации действующих СЭС, достоинства которого проявляются по мере распространения на ВЛ всех классов напряжения и расширения масштабов внедрения в энергосистемах страны.

Показатели надежности электроснабжения *SAIDI* (системный индекс средней продолжительности перерывов в электроснабжении) и *SAIFI* (системный индекс средней частоты перерывов) количественно отражают, как часто и как долго потребители остаются без электроэнергии [119]. Проведение работ под напряжением позволяет выполнять плановое техническое обслуживание, ремонт и модернизацию электрооборудования без его отключения. Это напрямую влияет на снижение значений *SAIDI* и *SAIFI*, так как исключает запланированные отключения потребителей на время работ. Таким образом, внедрение технологий работ под напряжением является ключевым инструментом повышения надежности системы электроснабжения, что находит непосредственное отражение в улучшении этих ключевых индикаторов.

В процессе ремонта ВО ЭТК выполняются работы по восстановлению заводских параметров и показателей, а в ряде случаев и по повышению надежности; при ремонте дефектные

и изношенные детали и элементы заменяются новыми с характеристиками, предусмотренными при проектировании, или более совершенными, прочными и экономичными, улучшающими эксплуатационные параметры ЭТК. Выполнено работ под напряжением в 2021 году в распределительных сетях Республики Татарстан на 29% больше 2020 года, что позволило улучшить показатели плановых *SAIDI* и *SAIFI* на 5% и 4% соответственно. Динамика приведенных показателей за 2017-2021 года приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты работ под напряжением за 2017-2021 года в филиале АО «Сетевая Компания» Республики Татарстан

Показатель	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Количество работ, выполненных без отключения потребителей, шт.	18610	32951	48846	56186	72138
Средняя продолжительность прекращения передачи электроэнергии *SAIDI* (плановые отключения), час	14,856	11,364	9,78	7,375	7,012
Средняя продолжительность прекращения передачи электроэнергии *SAIFI* (плановые отключения), час	15,526	10,634	9,25	7,97	7,22

1.4.3 Вопрос организации режима заземления нейтрали обмоток силовых трансформаторов и снижения ёмкостного тока однофазного замыкания на землю

Контроль режима компенсации тока однофазного замыкания на землю в настоящее время осуществляется только в нормальном режиме работы электрической сети. Затем, при возникновении ОЗЗ регулирование тока компенсации прекращается и в сети поддерживается предшествующий замыканию резонансный режим. Отсюда возникает проблема контроля и снижения опасного влияния возникновения электрической дуги в момент работы ДГР.

Согласно требованиям документа [5] ЭТК классов напряжения 6-35 кВ должны работать с изолированной, либо с заземленной через резистор или ДГР нейтральной точкой. Документ регламентирует значения емкостных токов при ОЗЗ, превышение которых должно компенсироваться. В качестве компенсирующих устройств применяются ступенчатые и плавно регулируемые ДГР [71, 114]. Последние несколько лет идут обсуждения об отказе применения систем компенсации емкостных токов ОЗЗ и переходе к режиму резистивного заземления нейтрали с отключением тока ОЗЗ средствами релейной защиты [22,48,109,124]. Объективная сложность реализации заземления нейтрали с помощью резистора не позволяет осуществить однозначный выбор в его пользу. В настоящее время полностью доказана необходимость автоматического управления настройкой ДГР [15, 31, 53, 79, 83, 88, 92].

Наиболее широко в ЭТК нашей страны нашли применение управляемые ДГР плунжерного типа [107] и реакторы серии РУОМ, управляемые самоподмагничиванием [114, 120]. При отсутствии ОЗЗ в нормальном режиме работы сети ДГР плунжерного типа настроены в резонанс с емкостями в КНПС, обеспечивая их готовность к компенсации 1-й гармоники тока ОЗЗ при его возникновении, но в во время существования замыкания на землю не производится регулирование тока компенсации, хотя в это время возможно возникновение расстройки компенсации. В случае применения ДГР, управляемых подмагничиванием (серии РУОМ), при возникновении ОЗЗ система управления реактором может обеспечить требуемое быстродействие путем самоподмагничивания [91-96], но во время существования замыкания регулирование тока компенсации также не производится и применение самоподмагничивания не позволяет контролировать режим компенсации при изменении емкостной проводимости и при колебаниях напряжения в режиме возникновения перемежающегося замыкания на землю.

Реакторы плунжерного типа настраиваются в резонанс с сетью до возникновения ОЗЗ, поэтому считаются безынерционными. Впрочем, теоретический анализ в работах [91-96, 103] показал, что апериодическая составляющая тока реактора оказывает значительное влияние на инерционность процесса компенсации, возникающую при условии ОЗЗ происходила не в момент максимального значения промышленного напряжения частоты. (при угле замыкания отличном от 90°). К примеру, при угле замыкания 60° и напряжению $0{,}87 \cdot U_{ф}$, начальное значение апериодической составляющей тока реактора практически равно половине тока компенсации. Отсюда следует, что если основная составляющая емкостного тока ОЗЗ практически полностью компенсируется 1-й гармоникой тока реактора, то апериодическая составляющая не компенсируется. Данное свойство существенно усложняет процесс гашения дуги, в части увеличения момента перехода тока ОЗЗ через ноль.

В настоящее время в ЭТК напряжением 6-35 кВ, где применяется компенсация емкостных токов ОЗЗ, только в нормальном режиме работы сети поддерживается резонансный режим или близкий к нему, с допустимым уровнем расстройки не более ±5% [15,31,53]. При протекании ОЗЗ действия системы компенсации ДГР блокируются, при этом устанавливая в сети предшествующий замыканию резонансный режим.

Системы автоматической компенсации емкостных токов ОЗЗ предназначены для снижения остаточного тока замыкания до минимального значения, а также для улучшения протекания переходных процессов, что может быть достигнуто только поддержанием расстройки в допустимых пределах (обеспечение резонанса токов). Однако расстройка в КНПС может возникнуть и в режиме возникновения ОЗЗ, вследствие различных условий резонанса до и после возникновения замыкания, которые также напрямую зависят от нелинейных вольтамперных характеристик ДГР, специальных отключений ВЛ при поиске ОЗЗ, работы устройств автоматики

и защиты, неконтролируемых переключений в сетях потребителей. Все это приводит к недопустимым расстройкам компенсации и переходу от ОЗЗ к междуфазным коротким замыканиям, приводящим к нарушению электроснабжения. Стоит учитывать, что поддержание резонанса напряжений в КНПС при отсутствии замыкания на землю зачастую приводит к увеличению напряжения нейтрали выше допустимого, особенно на ВЛ и смешанных сетях, где напряжение естественной несимметрии доходит до 1-3% от величины фазного напряжения. Для уменьшения такого напряжения искусственно снижают добротность КНПС путем подключения дополнительного сопротивления. «Проведенный анализ влияния искусственного снижения добротности КНПС на погрешность настройки ДГР по фазовым и экстремальным характеристикам, по частоте свободных колебаний с искусственным возбуждением КНПС в нормальном режиме работы показывает, что возникает дополнительная расстройка требуемого режима компенсации, которая может превысить допустимое значение при однофазном замыкании из-за необходимости отключения резистора, предназначенного для искусственного снижения добротности КНПС» [31].

Несмотря на недостатки поддержания резонансного режима до замыкания на землю, приводящие к снижению эффективности использования ДГР и надежности электроснабжения потребителей электроэнергии, применение указанного способа резонансной настройки КНПС с блокировкой работы системы регулирования в режиме замыкания на землю связывают с подготовкой КНПС к возможному пробою изоляции [120].

При дуговых замыканиях на землю протекающие через место повреждения токи высших гармонических составляющих снижаются сопротивлением заземляющей дуги тем интенсивнее, чем ближе к резонансной настройке КНПС. Возникновение замыкания на землю вызывает переходной процесс, который носит колебательный характер из-за обмена энергией между емкостями неповрежденных фаз и реактивным сопротивлением трансформатора. При этом реактивное сопротивление дугогасящего реактора велико и не может участвовать в свободных колебаниях. Частота колебаний зависит от соотношения сопротивлений в месте повреждения и волнового сопротивления линий передач.

Ток через место повреждения имеет форму быстрозатухающих колебаний с частотой, равной 250-3000 Гц в зависимости от параметров воздушных и кабельных сетей. ДГР практически не участвует в переходном процессе в начале замыкания. Если наблюдается равенство тока реактора и тока замыкания на частоте сети, то на высших частотах, приведенных выше, ток, протекающий через ДГР очень мал. Кроме того, в зависимости от фазы напряжения в момент замыкания в реакторе возникает апериодический ток, затухающий через 10-15 периодов промышленной частоты, в результате чего в начальный момент замыкания настройку тока компенсации, близкую к резонансной, осуществить практически затруднительно. Расстройка

режима не должна превышать 5% с целью снижения скорости нарастания напряжения поврежденной фазы путем уменьшения остаточного тока в месте повреждения. Для поддержания расстройки в требуемых пределах необходимо осуществить регулирование индуктивности реактора во время существования замыкания на землю. При этом автоматически будут ликвидированы все недостатки существующей системы резонансной настройки в нормальном режиме работы электрических сетей.

В настоящее время существуют отдельные разработки универсального и многорежимного устройства автоматического управления реактором, которые обеспечивают оптимальный режим управления в режимах: нормальный, устойчивое и перемежающееся дуговое замыкание [102,103]. В этих приборах в указанных режимах работы сети применялись разные способы управления степенью расстройки компенсации, которые требуют определенных регулирующих каналов, приводящих к усложнению аппаратной и программной реализации, в перекрестных взаимодействиях между подсистемами регулирования и управления, что всецело затрудняет нормальную функциональность этих устройств. Поэтому универсальные устройства автоматического управления реактором не получили широкого распространения.

Выводы по первой главе

1. Рассмотрено состояние современных электротехнических комплексов и систем городских и сельских потребителей, приведен краткий анализ их составных частей. Выявлены основные направления по повышению их эффективности и надежности;

2. Приведены применяемые режимы заземления нейтральных точек силовых трансформаторов в сетях 6-35 кВ, а также рассмотрен вопрос компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю. Выделены наиболее распространенные режимы заземления нейтрали, их применяемость для конкретных требований и видов электротехнических комплексов и сетей. Рассмотрены типы устройств реактора, алгоритмы управления системой ДРГ, их положительные и отрицательные характеристики.

3. Проанализированы традиционные и перспективные методы повышения эффективного использования электротехнических комплексов и систем. Выделены наиболее актуальные методы, такие как цифровизация путем внедрения цифровых систем телеуправления и коммерческого учета электрической энергии, проведения работ под напряжением и более точной настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием для снижения ёмкостного тока однофазного замыкания на землю.

2 РАЗРАБОТКА МЕТОДА И УСТРОЙСТВА УПРАВЛЕНИЯ ДУГОГАСЯЩИМ РЕАКТОРОМ С ПОДМАГНИЧИВАНИЕМ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ

2.1 Разработка метода настройки дугогасящего реактора с подмагничиванием посредством быстрого преобразования Фурье

Настройка резонансного режима для компенсации тока ОЗЗ в настоящее время осуществляется в основном только в нормальном режиме работы электрической сети. При возникновении указанного аварийного события подстройка тока компенсации прекращается и в сети поддерживается предшествующий замыканию режим.

Общеизвестно, что тип резонанса определяется местом приложения возмущения (местом включения источника сигнала). Для трансформатора, питающего электрическую линию, индуктивность ДГР и емкости фаз включены параллельно источнику (резонанс токов). Если источник возмущения в нормальном режиме работы сети включен последовательно в цепь индуктивности реактора и емкостей фаз, то рассматривается резонанс напряжений [31].

Недостатки поддержания резонанса напряжения в КНПС общеизвестны [26]. В нормальном режиме работы сети контур нулевой последовательности представляет собой последовательный колебательный контур с высокой добротностью. В нём поддерживается резонанс напряжений или близкий к резонансу режим, часто приводящий к значительному превышению напряжения нейтрали. Увеличение степени несимметрии, особенно в воздушных и смешанных сетях, также приводит к смещению нейтрали выше допустимого. Всё это требует выполнения комплекса мероприятий, вызывающих дополнительные затраты, связанные со снижением добротности КНПС и симметрированием проводимостей фаз относительно потенциала земли.

Кроме того, во время существования замыкания на землю возможно возникновение значительных расстроек ДГР из-за неравенства проводимостей фаз на землю, нелинейности вольтамперной характеристики индуктивности реактора, преднамеренных поисковых отключений линий, работы противоаварийной автоматики и переключений в абонентских сетях. Всё это может привести к переходу ОЗЗ в междуфазные короткие, приводящие к перерыву электроснабжения потребителей.

Для эффективной работы системы компенсации ёмкостных токов необходимо не допускать превышения допустимого значения напряжения смещения нейтрали в нормальном режиме сети, а также повысить точность настройки ДГР и достоверности результата измерения ёмкости КНПС. Следует добавить, что в настоящее время широкое распространение получил способ настройки ДГР в электрических сетях путём формирования в КНПС переходного

процесса с выделением свободной составляющей, несущей достаточную информацию о собственной частоте и добротности этой схемы. Недостатком данного способа является чувствительность к помехам, гармоникам, приводящих к снижению точности настройки реактора. Для устранения этого недостатка предложен способ настройки с использованием быстрого преобразования Фурье для управления ДГР с подмагничиванием [53, 93-96].

Работу электрической сети при возникновении ОЗЗ условно можно разделить на три основных режима:

1) Режим *A* – нормальный режим работы сети;

2) Режим *B* – режим устойчивого горения дуги или глухого (металлического) замыкания;

3) Режим *C* – режим перемежающегося дугового замыкания.

Режим *B* возникает при расстройках компенсации порядка ±30% и более, когда возникающая при однофазном замыкании дуга горит стабильно и не имеет бестоковых пауз. Если уменьшить расстройку компенсации, то процесс горения дуги качественно изменится в результате возникновения бестоковых пауз и устанавливается режим *C*. При расстройках, не превышающих ±5% скорость нарастания напряжения на дуговом промежутке становится меньше скорости деионизации и дуга гаснет.

В настоящее время автоматические регуляторы настройки реакторов осуществляют поиск резонансного режима только в режиме *A*, при возникновении замыкания на землю блокируется и поддерживается зафиксированное значение индуктивности реактора на все время существования замыкания.

В связи с этим к автоматическим устройствам настройки предъявляется ряд требований, способность улучшения эффективности компенсации, а именно:

– возможность работоспособности в режимах A, B, C;

– работоспособность как в кабельных, так и в воздушных сетях;

– способность функционировать во всем диапазоне изменения параметров сети [53].

Этим требованиям в полной мере не удовлетворяют электрические сети по надежности. Известно, что поддержание резонансного режима до замыкания на землю (режим *A*) при неполнофазных режимах, в сетях с высокой добротностью КНПС, также значительным коэффициентом несимметрии проводимостей фаз на землю приводит к недопустимому увеличению напряжения на нейтрали и аварийным режимам сети [82]. Кроме того, в режимах *B* и *C* изменение емкости сети может привести к зажиганию дуги в месте повреждения на каждом периоде промышленной частоты, поэтому система регулирования тока компенсации должна иметь максимальное быстродействие.

Для устранения перечисленных недостатков поддержания резонанса напряжений в КНПС в нормальном режиме предлагается осуществить автоматическое регулирование реактивного тока компенсации во время существования замыкания на землю с контролем режима резонанса токов. При этом в режиме *A* проводится измерение емкостной проводимости путем создания незначительного возмущения в КНПС через сигнальную обмотку ДГР с подмагничиванием для двух значений его индуктивности рабочей обмотки, то есть соответствующих токам подмагничивания. Затем с помощью фильтра осуществляется выделение частот свободных составляющих напряжения нейтрали с определением расстройки компенсации.

Оценка расстройки в КНПС происходит согласно следующим соотношениям:

$$v_1 = 1 - \frac{1}{\omega^2 L_1 C} = 1 - (\frac{T_0}{T_{\text{св}}})^2$$

$$v_2 = 1 - \frac{1}{\omega^2 L_1 (C - \Delta C)} = 1 - (\frac{T_0}{T_{\text{св}}'})^2$$

где L_1 – индуктивность рабочей обмотки ДГРП, соответствующая незначительному току подмагничивания, Гн;

ω – угловая частота электрической сети, 314 рад/с;

C, ΔC – суммарная емкость фаз на землю и добавочная емкость, подключаемая к сигнальной обмотке, мкФ·10^{-6}.

Выразив $1/L_1$ из приведенных выражений для расстроек υ_1 и υ_2 находим суммарную емкость фаз сети на землю

$$C = \frac{\Delta C \cdot (1 - v_2)}{v_2 - v_1}$$

Автоматическая регулировка реактивного тока компенсации во время существования замыкания на землю осуществляется посредством измерения степени расстройки компенсации на основе фазового принципа в режиме *B*, а в режимах *A* и *C* измерение основывается по частоте свободных колебаний напряжения нейтрали с преобразованием разности частот в фазу. При этом в нормальном режиме работы сети происходит только измерение емкостной составляющей тока ОЗЗ, без дополнительных действий по поддержанию резонанса напряжения в КНПС.

В режиме *B* контроль степени расстройки осуществляется путем изменения фазы между векторами остаточного напряжения в месте повреждения и напряжения нейтрали по следующей формуле:

$$\varphi = arctg\frac{v}{d}$$

где υ – степень расстройки компенсации;

d – коэффициент демпфирования сети.

Величина угла не имеет зависимости от переходного сопротивления в месте замыкания, и чувствительность практически остается высокой во всем диапазоне изменения степени расстройки и крутизна фазовых характеристик остается постоянной. Однако остаточное напряжение поврежденной фазы изменяется в широких пределах и непосредственное измерение этого напряжения на фоне содержащихся высших гармонических составляющих при малых значениях переходного сопротивления в месте повреждения может привести к отказу работы устройства компенсации. Для сохранения чувствительности предлагается выделение остаточного напряжения путем вычитания двух напряжений, имеющих достаточную амплитуду. При этом уровень напряжения нейтрали снижается с помощью делителя. При возникновении металлического ОЗЗ, когда напряжение нейтрали равно фазному напряжению, на выходе устройства имеется сигнал, совпадающий по фазе с напряжением нейтрали. В режиме *С* амплитуда напряжения нейтрали протекает с убывающей по экспоненте частотой свободных колебаний.

Фазовый угол между векторами остаточного напряжения и нейтрали изменяется согласно формуле:

$$\varphi = arctg\frac{\sin\delta\omega t}{\cos\delta\omega t - k\cdot e^{-bt}}$$

где $\delta\omega$ – разность вынужденных колебаний с частотой сети и свободных колебаний напряжения нейтрали с частотой ω;

$$\delta\omega = \omega_0(1-\sqrt{1-v}\,)$$

k – коэффициент, учитывающий снижение амплитуды напряжения из-за изменения переходного сопротивления в месте повреждения.

Указанная зависимость иллюстрирует изменение значения фазового угла во времени даже постоянной степени расстройки. Для исключения ошибки измерение фазового угла предлагается осуществлять путем применения фазочастотных фильтров с фазовыми характеристиками, близкими к прямой в области малых расстроек с регулируемой добротностью КНПС. Существуют некоторые особенности регулирования тока компенсации в режиме возникновения ОЗЗ. При возникновении замыканий в первый полупериод появляется значительная расстройка компенсации из-за появления высокочастотных составляющих в токе замыкания. Чтобы улучшить функционирование системы регулирования, введена искусственная задержка при создании сигнала регулирования на полупериод промышленных частоты с момента замыкания в земле.

Быстродействие всей системы автоматической компенсации с ДГР с подмагничиванием достигается применением отрицательной обратной связи по току подмагничивания с введением требуемых корректирующих звеньев.

Функциональная схема устройства, поясняющая способ использования быстрого преобразования Фурье для управления ДГР с подмагничиванием в режиме автоматической настройки компенсации представлена на рисунке 4.

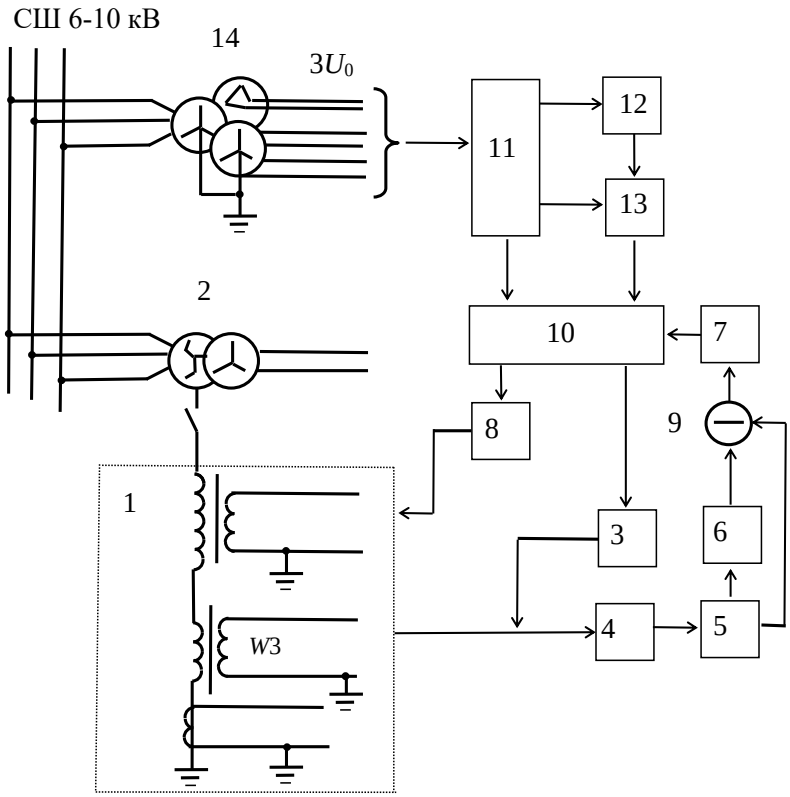


Рисунок 4 – Функциональная схема устройства настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием

На схеме представлены следующие элементы: ДГР с подмагничиванием – 1, нейтралеобразующий трансформатор – 2, импульсный источник опорного тока – 3, измерительный блок – 4, блок получения частотного спектра сигнала путем быстрого преобразования Фурье – 5, блок фиксации частотного спектра – 6, блок анализа разностного спектра и определения частоты свободных колебаний – 7, блок подмагничивания – 8, блок вычитания спектров – 9, управляющее устройство – 10, блок измерения напряжений сети – 11, блок формирования опорного напряжения поврежденной фазы – 12, блок определения расстройки КНПС – 13, измерительный трансформатор напряжения – 14.

Перед подачей импульса тока от импульсного источника опорного тока 3, с помощью преобразования Фурье определяется частотный спектр сигнала в сигнальной обмотке *W3* реактора. Далее с помощью импульса тока длительностью 5-10мс запускается импульсный источник опорного тока 3. Импульс тока синхронизирован с полуволной основной гармоники и не превышает ее длительности (10 мс), что уменьшает получение «паразитных» гармоник в переходном процессе. В нормальном режиме уровни сигнала в нулевой последовательности

невелики, так что последствия воздействия импульса будут заметны и отразятся в спектре сигнала, а использование разностного спектра еще более увеличит селективность частоты свободных колебаний.

По окончании импульса с помощью преобразования Фурье определяется ЧС сигнала со свободными колебаниями в сигнальной обмотке ДГР. Затем находится разность ЧС, полученных до и после возбуждения КНПС, который приводит к снижению амплитуд частот сигналов (шумов и гармоник частоты сети), уменьшая вероятность ошибки определения частоты свободных колебаний.

Для объяснения способа выделения разностного спектра частот представлен рисунок 5, где приведен частотный спектр в нормальном режиме (1), в режиме возмущения (2) в сигнальной обмотке реактора и их разностный спектр (3).

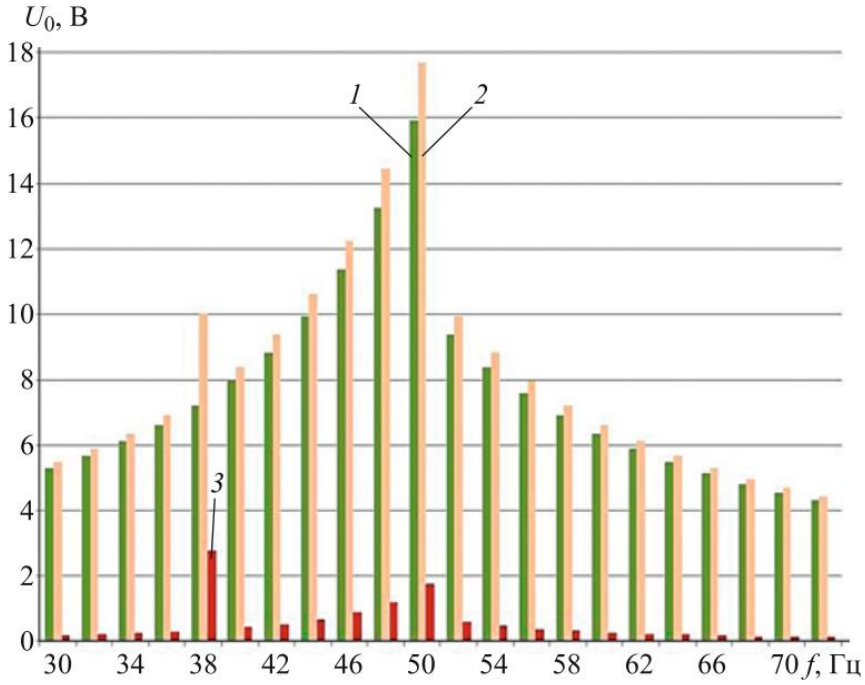


Рисунок 5 – Спектр частот в нормальном режиме (1) и в режиме возмущения (2) в сигнальной обмотке реактора и их разностный спектр (3)

По максимальной амплитуде разностного спектра определяется частота свободных колебаний ($f_{св}$) КНПС – 7.

Определение ёмкостного сопротивления X_C КНПС выполняется по известным формулам [87] при выбранном индуктивном сопротивлении $X_{LHор}$ (см. рисунок 5), соответствующий току подмагничивания ($I_{П0}$):

$$\vartheta=1-1/((2\pi f_o)^2\cdot L\cdot C) = 1-X_C/X_{LHор},$$

$$\vartheta=1-f_{св}^2/f_o^2,$$

$$X_C=X_{LHор}\cdot f_{св}^2\cdot/f_o^2$$

где ϑ – величина расстройки контура, f_o – частота сети.

По регулировочной характеристике $X_L = F(I_{под})$ ДГР, полученной экспериментальным путём, принимая равенство реактивных сопротивлений $X_L = X_C$ (условие резонанса) определяется требуемый ток подмагничивания $I_{ПТ}$. Экспериментальная регулировочная характеристика ДГР приведена на рисунке 6.

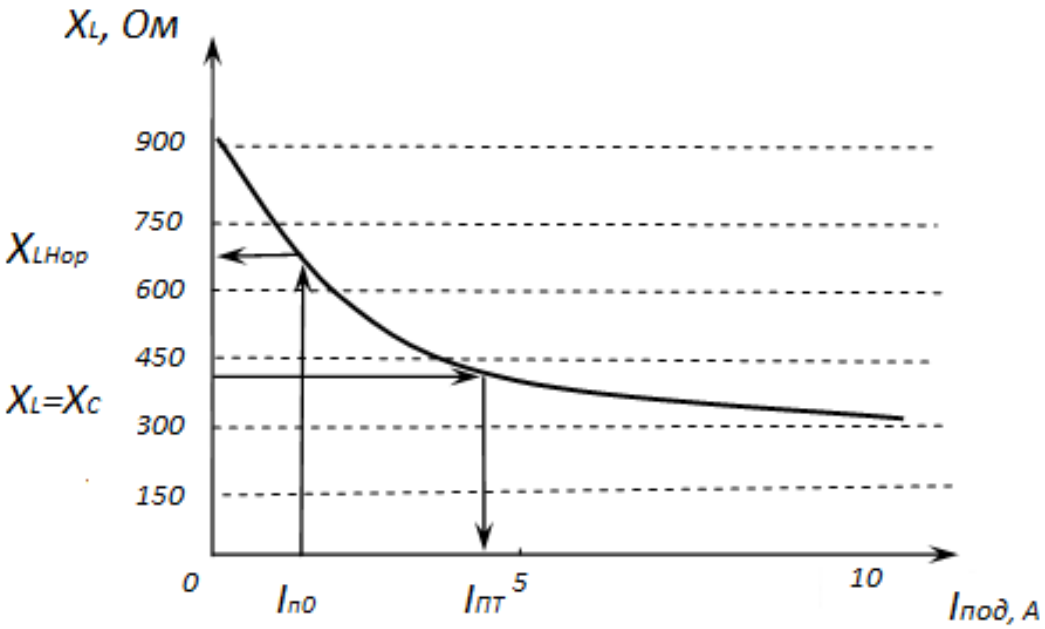


Рисунок 6 – Регулировочная характеристика ДГР с подмагничиванием

Найденное значение требуемого тока реактора сохраняется в блоке 10, и при возникновении в электрической сети ОЗЗ блок управления реактором (через блок подмагничивания 8) форсирует рост тока подмагничивания ДГР, и тем самым обеспечивает быстрый выход системы на режим компенсации емкостного тока.

До возникновения замыкания на землю в КНПС поддерживается режим значительной недокомпенсации, обеспечивающий минимальное смещение нейтрали при всех изменениях напряжения несимметрии.

Алгоритм проводит оценку и контроль угла между вектором напряжения нулевой последовательности и вектором остаточного напряжения повреждённой фазы в режиме возникновения ОЗЗ. Приближение угла между этими векторами к нулю аналогичен приближению к настройке КНПС в резонанс, а также знак угла определяет направление изменения тока подмагничивания. Процессы по подстройке подмагничивающего тока завершается при достижении установленного диапазона расстройки. На указанный способ получен патент, приведенный в приложении Б.

2.1 Разработка устройства управления дугогасящим реактором с подмагничиванием

В настоящее время существует довольно много различных устройств компенсации ёмкостных токов, включающих реакторы со ступенчатым и плавным регулированием (с подмагничиванием и регулированием воздушного зазора магнитопровода), с применением конденсаторов, подключённых к вторичной обмотке ДГР [92-96].

Каждый из перечисленных устройств имеет свои достоинства и недостатки. Так, например, у ДГР с подмагничиванием отсутствуют подвижные части, что выгодно отличает их от плунжерных реакторов. Поэтому эти устройства более надёжны и у них достаточный коэффициент регулирования индуктивного тока. Они имеют высокое быстродействие, что позволяет в настоящее время быстро настроить реактор в режим резонанса токов при возникновении замыкания на землю. Однако эти устройства генерируют в сеть высшие гармонические составляющие и имеют большие активные потери по сравнению с плунжерными реакторами.

Функционирование устройства устроено следующим образом. Импульсный источник опорного тока 3, который подключён к сигнальной обмотке ДГР периодически запускается блоком управления 10. Одновременно запускается измерительный блок 4, напряжение с которого поступает в блок получения частотного спектра сигнала путём преобразования Фурье 5. В итоге в блоке 6 осуществляется фиксация полученного спектра сигнала. В блоке 9 из полученного спектра сигнала вычитается ранее сохранённый в блоке 6 спектр. Полученный разностный спектр анализируется в блоке 7, где определяется частота свободных колебаний и эта информация передаётся в блок управления 10. Здесь на основе полученной частоты колебаний и регулировочной характеристики ДГР рассчитывается ёмкостное сопротивление сети и величина тока подмагничивания, необходимая для установки режима резонанса токов.

При возникновении ОЗЗ сетевые напряжения фаз и нейтрали от измерительного трансформатора 14 поступают на измерительный блок 11, который отслеживает возникновение ОЗЗ. Блок 11 одновременно передает сигнал ОЗЗ на следующие блоки: управляющий 10, формирования опорного и остаточного напряжения 12, а также определения расстройки 13.

По напряжениям неповреждённых фаз блок 12 формирует опорное напряжение поврежденной фазы. На основе опорного напряжения, остаточного напряжения повреждённой фазы и напряжения смещения нейтрали в блоке определения расстройки 13 вычисляется текущее значение угла расстройки, которое передаётся в управляющий блок 10.

Управляющий блок через блок подмагничивания 8 корректирует ток подмагничивания ДГР для приведения этого угла в допустимую зону расстройки.

Регулировочную характеристику ДГР с подмагничиванием $X_L = F(I_{под})$ (см. рисунок 6) получают во время пуско-наладочных работ, далее хранимой в блоке управления 10 в виде таблицы или параметров аппроксимирующей функции.

Функциональная схема устройства в режиме калибровки, так как в условиях эксплуатации также возникает задача определения зависимости $X_L = F(I_{под})$ представлена на рисунке 7.

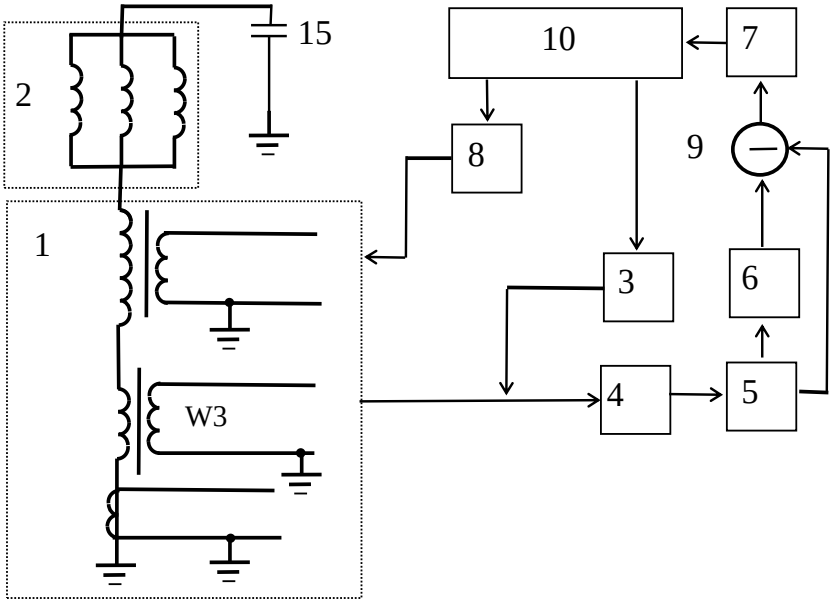


Рисунок 7 – Функциональная схема устройства в режиме калибровки

Реактор с подмагничиванием – 1, нейтралеобразующее устройство – 2, импульсный источник опорного тока – 3, измерительный блок – 4, блок получения частотного спектра сигнала путём быстрого преобразования в Фурье – 5, блок фиксации спектра – 6, блок анализа разностного спектра и определения частоты свободных колебаний – 7, блок подмагничивания – 8, блок вычитания спектров – 9, блок управления – 10

В него добавлен эталонный конденсатор 15, имеющий ёмкость близкой к ёмкости сети. Однако из схемы устройства исключены блоки 11, 12, 13 и 14, как не используемые. Все фазные выводы нейтралеобразующего трансформатора 2 соединены в один узел, к которому подключен упомянутый конденсатор.

Блок управления 10 выполняет вышеописанную процедуру расчета частоты собственных колебаний для различных значений тока подмагничивания ДГР. Используя формулу (3) и известное значение ёмкости, данный блок определяет значение соответствующего ёмкостному току индуктивного сопротивления ДГР. При этом он порождает необходимое число точек регулировочной характеристики $X_L = F(I_{под})$. Данная информация в последующем будет храниться в этом блоке.

Предложенное решение использовано при разработке системы управления ДГР с подмагничиванием. Эта система была успешно реализована на подстанции 110 кВ «Буинск», что подтверждается актом внедрения, приведенным в приложении А. Разработанное решение запатентовано, что указано в приложениях Б и В.

2.2 Результаты испытаний устройства управления дугогасящим реактором с подмагничиванием

При токах ОЗЗ на секциях 10 кВ ПС 110 кВ Буинск, превышающих допустимые значения для сетей с изолированной нейтралью, возможна реализация режима нейтрали по следующим вариантам:

– заземление нейтрали через ДГР со ступенчатым регулированием;

– заземление нейтрали через реактор с плавным неавтоматическим регулированием;

– заземление нейтрали через ДГР с плавным регулированием и автоматикой по резонансу напряжений;

– заземление нейтрали через реактор с плавным регулированием и поддержанием резонанса токов во время существования замыкания на землю;

– заземление нейтрали через низкоомный резистор и выполнение защит от ОЗЗ с действием на отключение.

При этом первые три варианта заведомо не обеспечивают полное выполнение требований в части допустимости недокомпенсации и перекомпенсации емкостных токов замыкания на землю, а также несимметрии емкостей фаз относительно земли. В результате, при уровне токов ОЗЗ, исключающем вариант с изолированной нейтралью, сравнение технико-экономических показателей уместно только для последних двух вариантов.

Следует учесть, что реализация режима нейтрали по 5-му варианту потребует применение резистивного заземления нейтрали не только на рассматриваемой ПС, но и в соседних сетях 10 кВ, осуществляющих взаимное резервирование с рассматриваемой сетью. Это приведет к дополнительному удорожанию реализации режима нейтрали по 5-му варианту. Кроме того, установка резистора в нейтрали требует дополнительных затрат для обеспечения 100%-ого резерва при электроснабжении ответственных потребителей.

Внедрение разрабатываемого метода и устройства на его основе, позволяющие автоматически компенсировать емкостной ток с регулированием индуктивности в режиме замыкания экономически целесообразно. Особенно эффективно данное техническое решение для объектов электроэнергетики, имеющих значительное количество потребителей – отходящих фидеров.

В целях подтверждения работоспособности предложенного метода настройки ДГР, а также выполненного на его основе устройства, на ПС 110 кВ “Буинск” было проведено искусственное ОЗЗ на фазе А фидера №18. В сети 10 кВ при замыкании установился режим неустойчивого неполного ОЗЗ. Реактор имел следующие параметры – марка ДГРП, номинальная мощность 130 кВ·А, номинальное напряжение 10,5 кВ.

Согласно программе испытаний, были проведены следующие режимы компенсации емкостного тока при ОЗЗ:

- автоматический режим компенсации;
- режим перекомпенсации;
- режим недокомпенсации.

С целью выявления правильности работы метода, через прикладное программное обеспечение были проанализированы осциллограммы процесса ОЗЗ, а также сняты векторные диаграммы. Контролировались трехфазная система токов прямой последовательности фидера, трехфазная система напряжений прямой последовательности и два других немаловажных параметра.

Первым параметром является ток, протекающий в нейтрали реактора при ОЗЗ. Снижение тока в реакторе I_o является критерием успешного результата работы компенсации емкостного тока.

Вторым параметром является снижения напряжения на неповреждённых фазах и повышения напряжения на повреждённой фазе при неполном ОЗЗ. Снижение напряжения на неповреждённых фазах является критерием успешного результата работы с фазными напряжениями.

Испытание автоматического режима компенсации ёмкостного тока ОЗЗ

При проведении искусственного ОЗЗ на ф. «А» фидера №18 в автоматическом режиме работы контроллера автоматики ДГР 10 февраля 2023 года в 16:32:14 зафиксирована осциллограмма, приведенной на рисунке 8. На осциллограмме отмечены две условные точки: А - начало компенсации емкостного тока, Б - установившийся режим компенсации.

В момент начала компенсации (точка А, рисунок 8) в нейтрали ДГР протекал ток I_o=2,65 А. В установившемся автоматическом режиме компенсации (точка Б, рисунок8) ток в реакторе снизился, I_o=0,69 А. Данные режима автоматической компенсации приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Значения тока подмагничивания и тока в реакторе в автоматическом режиме компенсации емкостного тока

	Точка А. Начало работы контроллера АДГР	Точка Б. Режим компенсации
Ток подмагничивания реактора, *Iист*, А	1,55	2,45
Ток нейтрали реактора, *Io,* А	2,65	0,69

На рисунке 9 приведены векторные диаграммы токов и напряжений в автоматическом режиме компенсации емкостных токов. Анализируя переход векторной диаграммы от начала компенсации (точка А, рисунок 9, *а*) до установившегося режима компенсации (точка Б, рисунок 9, *г*), с фиксацией диаграммы в промежуточных точках (рисунок 9, *б, в*), виден характер влияния режима компенсации емкостного тока в части выравнивания значений фазных напряжений сети и углов между ними к виду “звезды” нормального режима.

Испытание автоматического режима компенсации при ОЗЗ показало положительное влияние работы контроллера автоматики ДГР на параметры сети:

- суммарный ток ОЗЗ, протекающий в нейтрали ДГР, снизился с 2,65 до 0,69 А;
- напряжение поврежденной фазы «*А*» увеличилось с 2,8 до 5,2 кВ;
- напряжение неповрежденных фаз снизилось:
- ф. «*В*» - с 7,5 до 6,2 кВ;
- ф. «*С*» - с 9,7 до 7,2 кВ.
- углы между фазными напряжениями выровнены (векторная диаграмма фазных напряжений стремится к виду “звезды”).

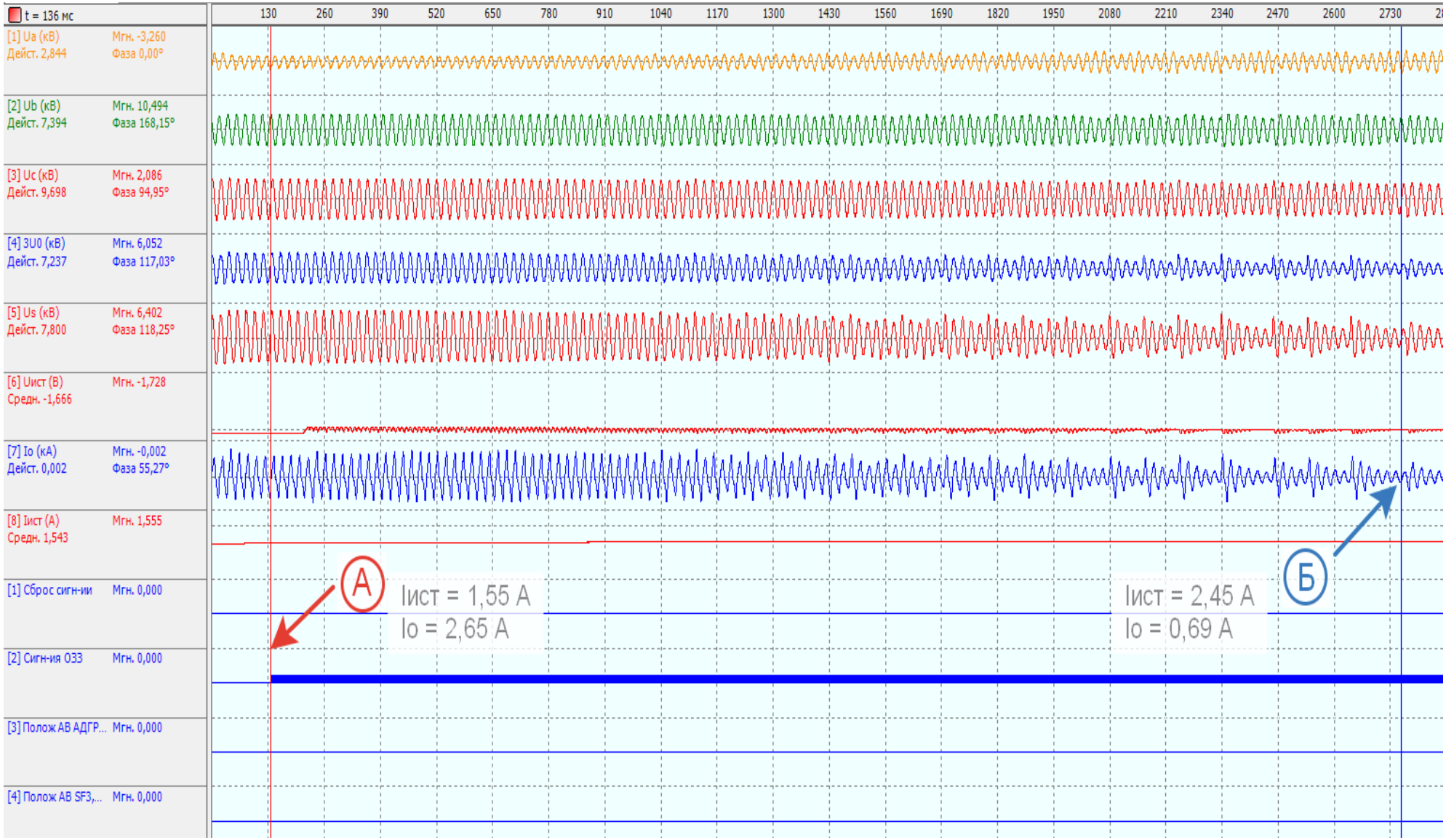
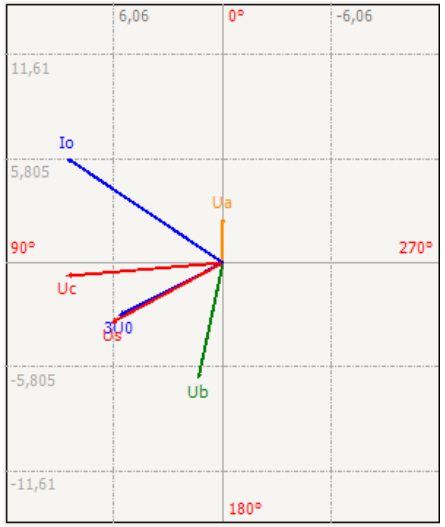


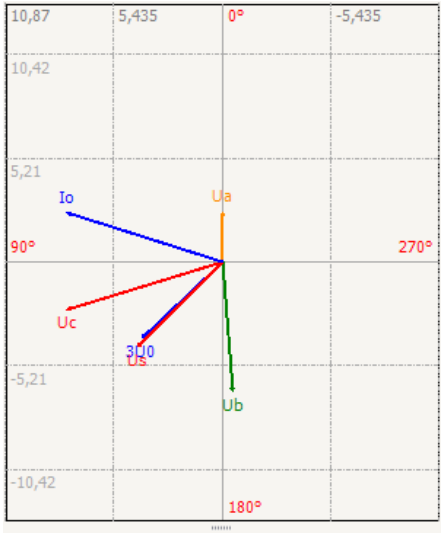
Рисунок 8 – Осциллограмма компенсации емкостного тока в автоматическом режиме, №00100305.

Точка А	Промежуточные точки		Точка Б



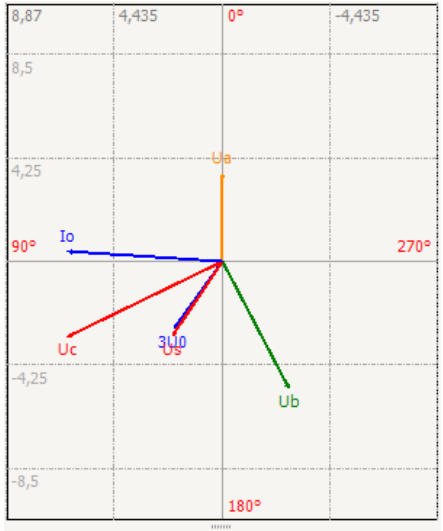
...	Название сигнала	Ц...	Значение сигнала	
1	[Ан: 01] - Ua, кВ		тек.	2,811 0,000°
2	[Ан: 02] - Ub, кВ		тек.	7,425 167,890°
3	[Ан: 03] - Uc, кВ		тек.	9,712 94,897°
4	[Ан: 04] - 3U0, кВ		тек.	7,278 117,129°
5	[Ан: 05] - Us, кВ		тек.	7,845 118,373°
6	[Ан: 06] - Uист, кВ		тек.	0,002 -165,047°
7	[Ан: 07] - Io, кА		тек.	0,002 55,811°
8	[Ан: 08] - Iист, А		тек.	1,575 14,953°

а)



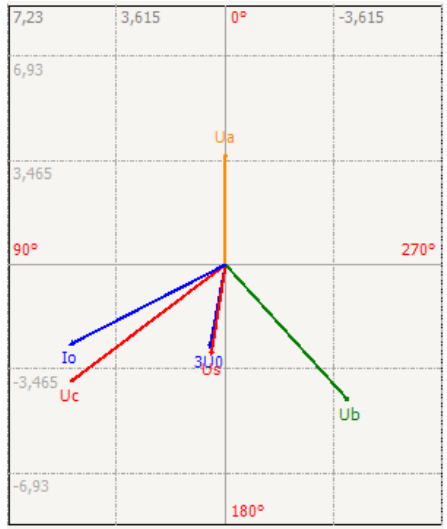
...	Название сигнала	Ц...	Значение сигнала	
1	[Ан: 01] - Ua, кВ		тек.	2,898 0,000°
2	[Ан: 02] - Ub, кВ		тек.	7,361 -175,346°
3	[Ан: 03] - Uc, кВ		тек.	9,095 107,327°
4	[Ан: 04] - 3U0, кВ		тек.	6,327 133,315°
5	[Ан: 05] - Us, кВ		тек.	6,816 134,618°
6	[Ан: 06] - Uист, кВ		тек.	0,014 23,921°
7	[Ан: 07] - Io, кА		тек.	0,002 71,981°
8	[Ан: 08] - Iист, А		тек.	2,230 23,921°

б)



...	Название сигнала	Ц...	Значение сигнала	
1	[Ан: 01] - Ua, кВ		тек.	4,042 0,000°
2	[Ан: 02] - Ub, кВ		тек.	6,613 -152,470°
3	[Ан: 03] - Uc, кВ		тек.	7,896 116,201°
4	[Ан: 04] - 3U0, кВ		тек.	3,892 144,491°
5	[Ан: 05] - Us, кВ		тек.	4,221 145,940°
6	[Ан: 06] - Uист, кВ		тек.	0,014 34,771°
7	[Ан: 07] - Io, кА		тек.	0,001 86,111°
8	[Ан: 08] - Iист, А		тек.	2,358 34,771°

в)



...	Название сигнала	Ц...	Значение сигнала	
1	[Ан: 01] - Ua, кВ		тек.	4,186 0,000°
2	[Ан: 02] - Ub, кВ		тек.	6,866 -137,875°
3	[Ан: 03] - Uc, кВ		тек.	7,252 127,225°
4	[Ан: 04] - 3U0, кВ		тек.	3,188 169,175°
5	[Ан: 05] - Us, кВ		тек.	3,469 170,337°
6	[Ан: 06] - Uист, кВ		тек.	0,013 41,512°
7	[Ан: 07] - Io, кА		тек.	0,001 117,271°
8	[Ан: 08] - Iист, А		тек.	2,435 41,512°

г)

Рисунок 9 – Векторная диаграмма токов и напряжений в автоматическом режиме компенсации.

Режим перекомпенсации

Для проведения испытания ОЗЗ в режиме перекомпенсации в контроллере автоматики ДГР был установлен ручной режим работы, и задано значение тока подмагничивания реактора $I_{ист}$=5,15 А.

При проведении искусственного ОЗЗ на ф. «*А*» фидера №18 в режиме перекомпенсации сети зафиксирована осциллограмма, приведенной на рисунке 10. На осциллограмме отмечены две условные точки: А - начало компенсации емкостного тока, Б - установившийся режим перекомпенсации.

В момент начала компенсации (точка А, рисунок10) в нейтрали ДГР протекал ток I_o=2 А. В установившемся режиме перекомпенсации (точка Б, рисунок10) ток в реакторе повысился, I_o=4,13 А. Данные режима перекомпенсации приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Значения тока подмагничивания и тока в реакторе в режиме перекомпенсации емкостного тока

	Точка А. Начало работы контроллера АДГР	Точка Б. Режим перекомпенсации
Ток подмагничивания реактора, $I_{ист}$, А	0	5,15
Ток нейтрали реактора, I_o, А	2	4,13

На рисунке 11 приведены векторные диаграммы токов и напряжений в режиме перекомпенсации емкостных токов. Анализируя переход векторной диаграммы от начала компенсации (точка А, рисунок11, *а*) до установившегося режима компенсации (точка Б, рисунок11, *г*), с фиксацией диаграммы в промежуточных точках (рисунок 11, *б, в*), виден характер небольшого влияния режима перекомпенсации емкостного тока в части выравнивания фазных напряжений.

Испытание ОЗЗ в режиме перекомпенсации показало как отрицательное, так и положительное влияние устройства компенсации на параметры сети:

- суммарный ток ОЗЗ, протекающий в нейтрали ДГР, повысился с 2 до 4,13 А.
- напряжение поврежденной фазы «*А*» не поменялось;
- напряжения неповрежденной фазы «*В*» увеличилось с 7,5 до 8,6 кВ;
- напряжения неповрежденной фазы «*С*» уменьшилось с 10,3 до 7,7 кВ.

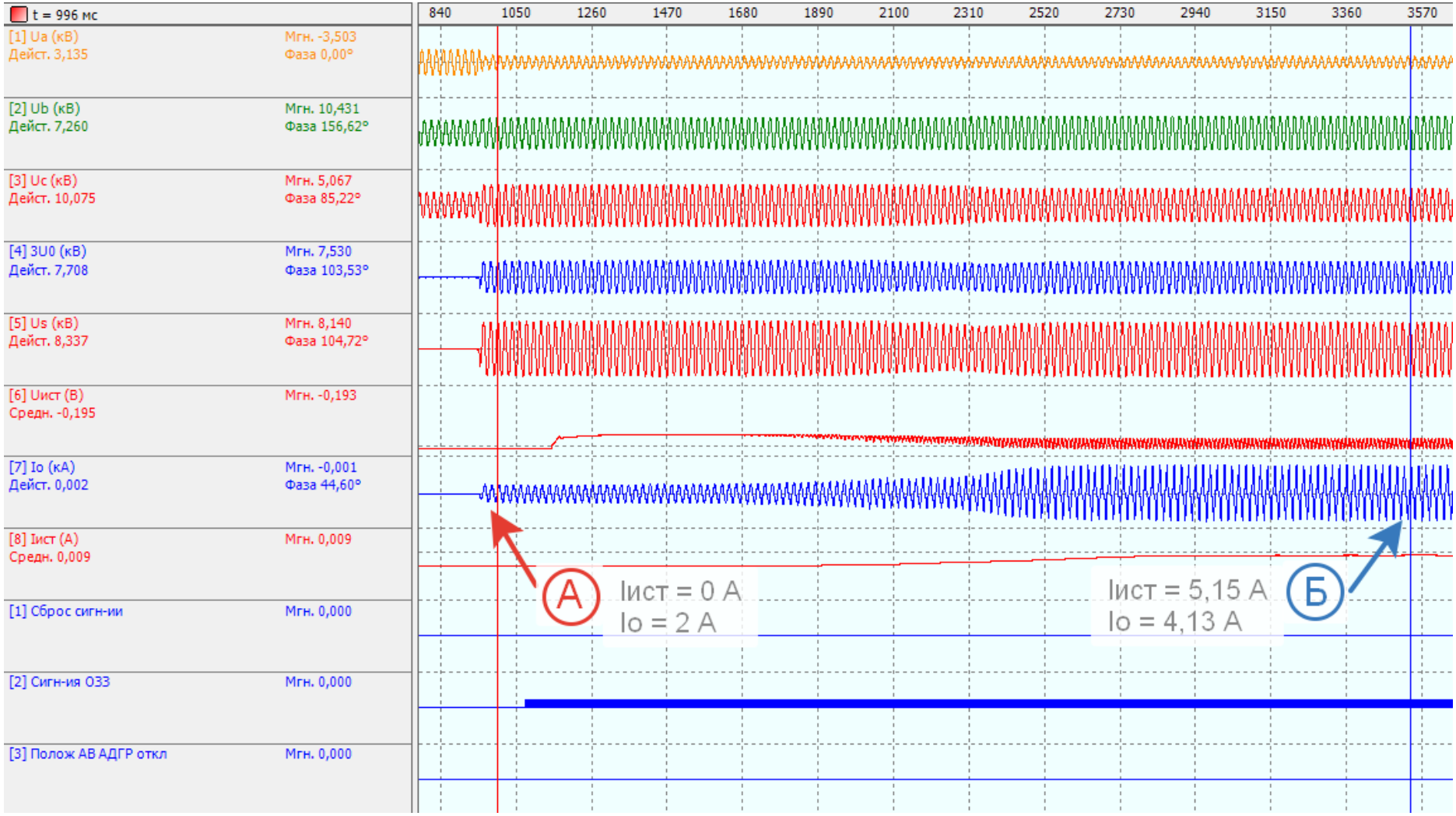
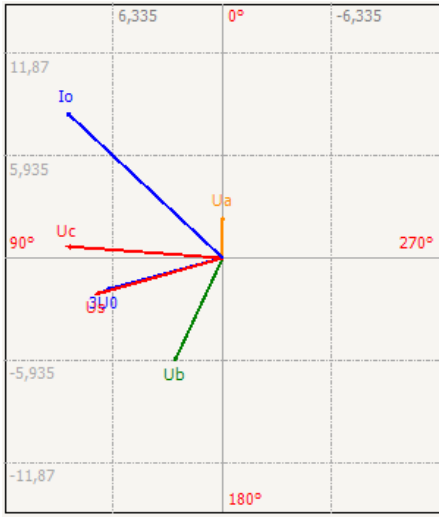


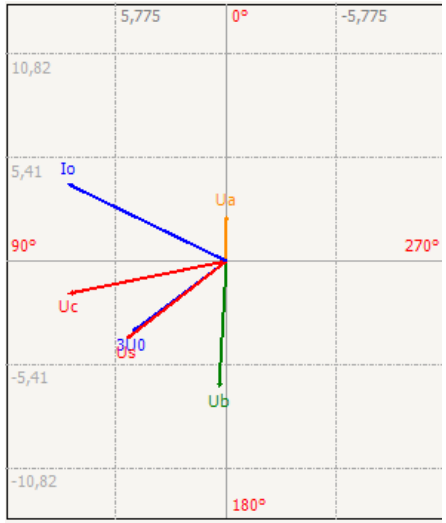
Рисунок 10 – Осциллограмма компенсации емкостного тока в режиме перекомпенсации, №00100355.

Точка А	Промежуточные точки		Точка Б



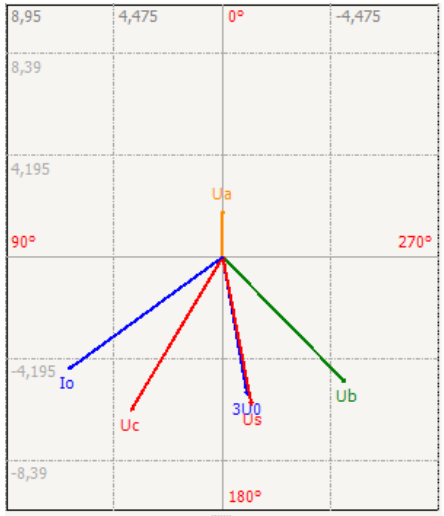
...	Название сигнала	Ц...	Значение сигнала	
1	[Ан: 01] - Ua, кВ		тек.	2,831 0,000°
2	[Ан: 02] - Ub, кВ		тек.	7,490 155,135°
3	[Ан: 03] - Uc, кВ		тек.	10,148 85,240°
4	[Ан: 04] - 3U0, кВ		тек.	7,997 105,264°
5	[Ан: 05] - Us, кВ		тек.	8,649 106,408°
6	[Ан: 06] - Uист, кВ		тек.	0,000 -178,548°
7	[Ан: 07] - Io, кА		тек.	0,002 46,838°
8	[Ан: 08] - Iист, А		тек.	0,008 1,452°

а)



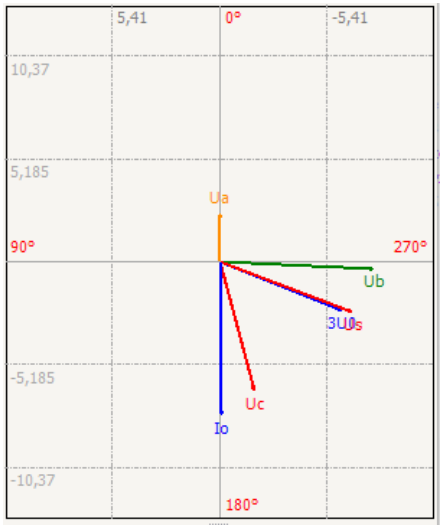
...	Название сигнала	Ц...	Значение сигнала	
1	[Ан: 01] - Ua, кВ		тек.	2,704 0,000°
2	[Ан: 02] - Ub, кВ		тек.	7,501 176,356°
3	[Ан: 03] - Uc, кВ		тек.	9,422 101,873°
4	[Ан: 04] - 3U0, кВ		тек.	6,924 126,696°
5	[Ан: 05] - Us, кВ		тек.	7,454 127,950°
6	[Ан: 06] - Uист, кВ		тек.	0,039 20,680°
7	[Ан: 07] - Io, кА		тек.	0,002 63,807°
8	[Ан: 08] - Iист, А		тек.	0,907 20,680°

б)



...	Название сигнала	Ц...	Значение сигнала	
1	[Ан: 01] - Ua, кВ		тек.	2,236 0,000°
2	[Ан: 02] - Ub, кВ		тек.	8,157 -135,547°
3	[Ан: 03] - Uc, кВ		тек.	8,340 149,001°
4	[Ан: 04] - 3U0, кВ		тек.	6,537 -169,632°
5	[Ан: 05] - Us, кВ		тек.	7,017 -168,498°
6	[Ан: 06] - Uист, кВ		тек.	0,032 60,076°
7	[Ан: 07] - Io, кА		тек.	0,003 126,389°
8	[Ан: 08] - Iист, А		тек.	1,834 60,076°

в)



...	Название сигнала	Ц...	Значение сигнала	
1	[Ан: 01] - Ua, кВ		тек.	2,814 0,000°
2	[Ан: 02] - Ub, кВ		тек.	8,646 -92,926°
3	[Ан: 03] - Uc, кВ		тек.	7,579 -164,860°
4	[Ан: 04] - 3U0, кВ		тек.	7,464 -111,803°
5	[Ан: 05] - Us, кВ		тек.	7,970 -110,781°
6	[Ан: 06] - Uист, кВ		тек.	0,021 100,901°
7	[Ан: 07] - Io, кА		тек.	0,004 -179,084°
8	[Ан: 08] - Iист, А		тек.	5,082 100,901°

г)

Рисунок 11 – Векторная диаграмма токов и напряжений в режиме перекомпенсации.

Режим недокомпенсации.

При проведении искусственного ОЗЗ на ф. «А» фидера №18 в режиме недокомпенсации сети зафиксирована осциллограмма, приведенной на рисунке 12. На осциллограмме отмечены две условные точки: А - начало ОЗЗ, Б - установившийся режим ОЗЗ в режиме недокомпенсации.

В момент начала ОЗЗ (точка А, рисунок 12) в нейтрали ДГР протекал ток I_o=1,8 А. В установившемся режиме ОЗЗ (точка Б, рисунок 12) ток в реакторе не изменился, I_o=1,8 А. Данные режима недокомпенсации приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Значения тока подмагничивания и тока в реакторе в режиме недокомпенсации емкостного тока

	Точка А. Начало ОЗЗ	Точка Б. Установившийся режим ОЗЗ
Ток подмагничивания реактора, $I_{ист}$, А	0	0
Ток нейтрали реактора, I_o, А	1,8	1,8

На рисунке 13 приведены векторные диаграммы токов и напряжений в режиме недокомпенсации емкостных токов в начале ОЗЗ (точка А, рисунок 13, *а*), в промежуточных точках (рисунок13, *б, в*) и в установившемся режиме ОЗЗ (точка Б, рисунок 13, *г*).

Испытание ОЗЗ в режиме недокомпенсации показало положительное влияние на параметры сети:

- суммарный ток ОЗЗ, протекающий в нейтрали ДГР, снизился с 8,06 до 1,8 А.
- напряжение поврежденной фазы «*А*» не поменялось;
- напряжения неповрежденной фазы «*В»* не поменялось;
- напряжения неповрежденной фазы «*С*» не поменялось.

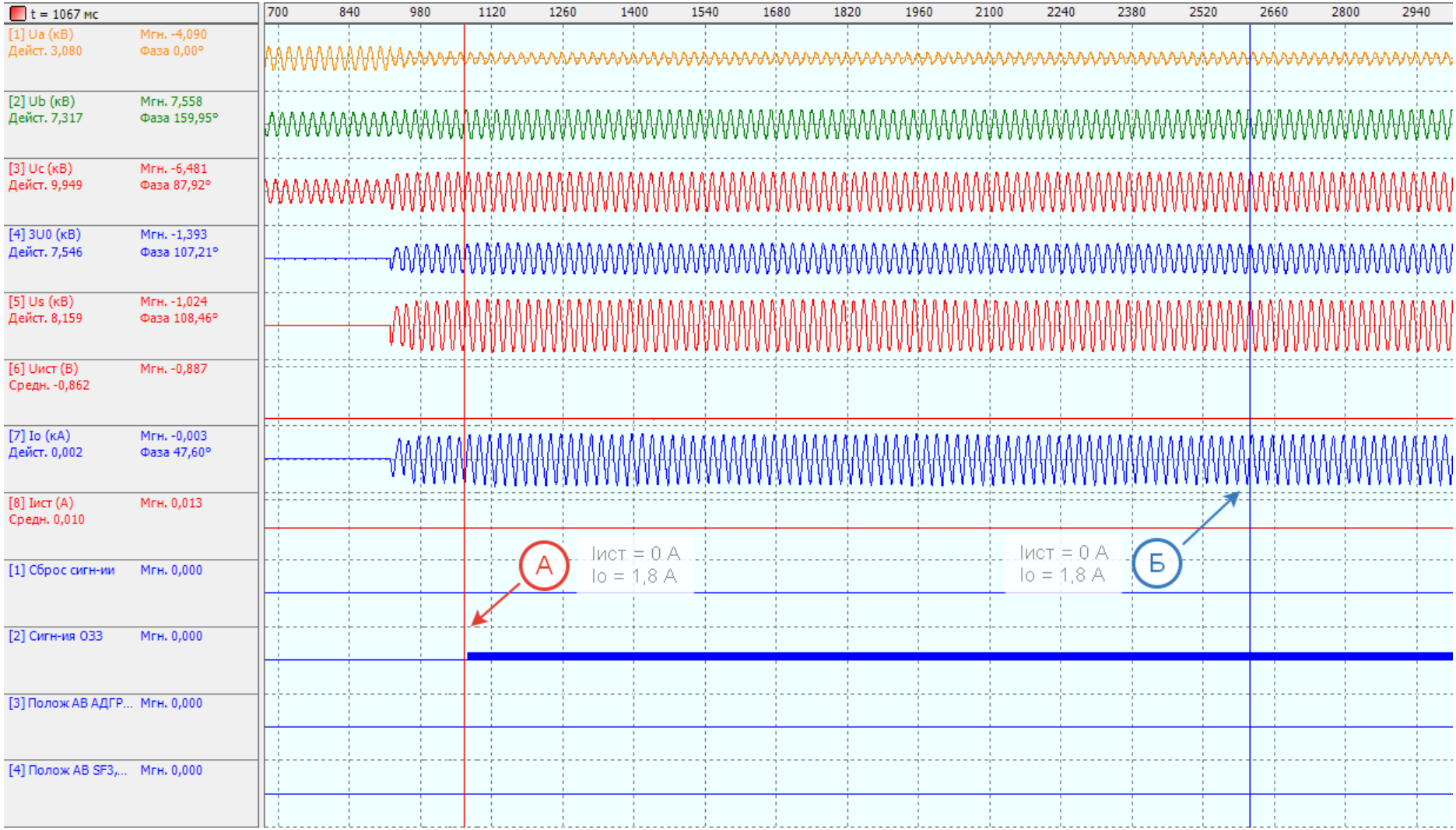


Рисунок 12 – Осциллограмма режима недокомпенсации, №00100367.

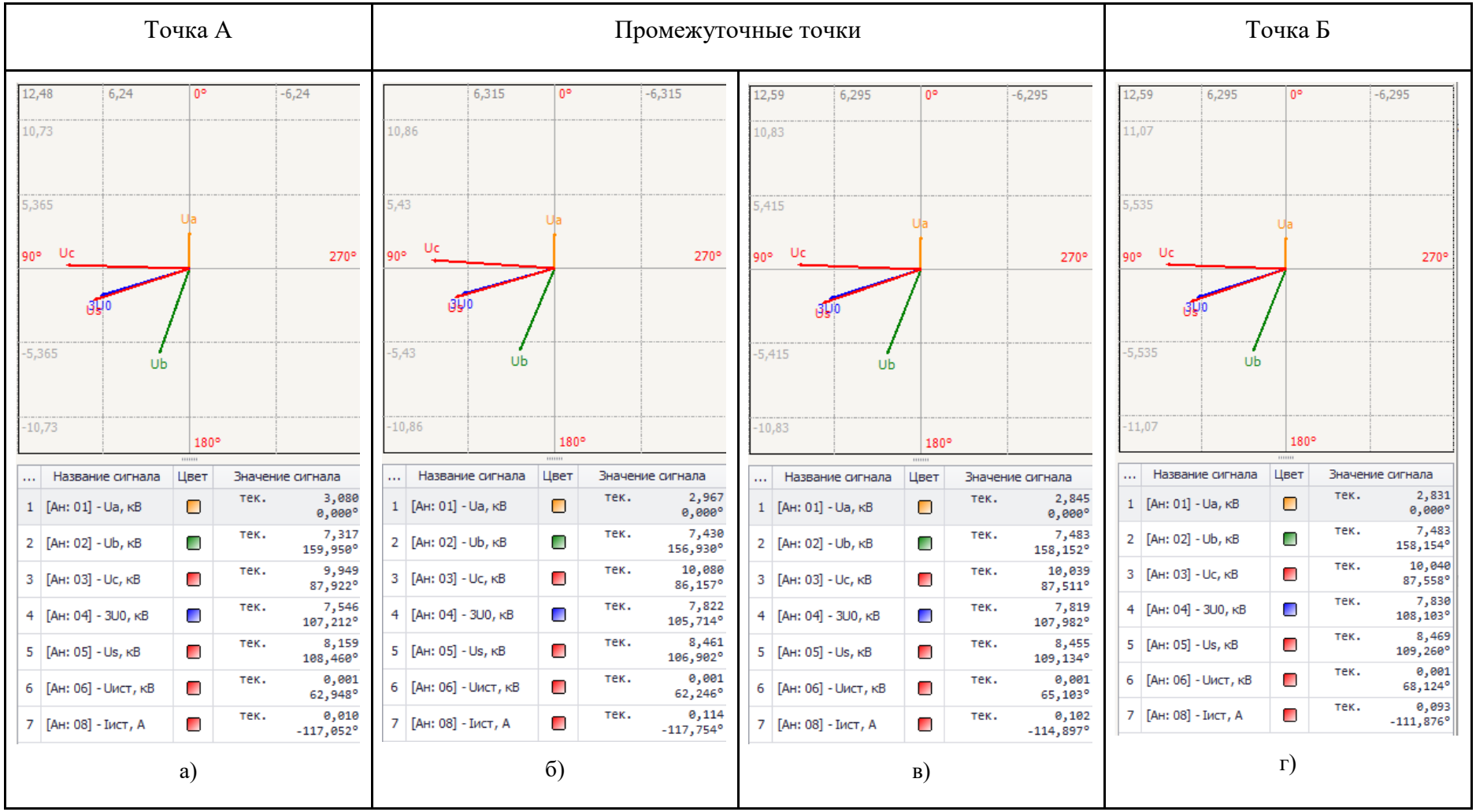


Рисунок 13 – Векторная диаграмма токов и напряжений в режиме недокомпенсации.

По результатам испытаний (компенсация в автоматическом режиме, перекомпенсация, недокомпенсация) наибольшую эффективность в компенсации емкостного тока при неполном ОЗЗ показал автоматический режим работы шкафа регулирования дугогасящим реактором. Контроллер автоматики, воздействуя на катушку индуктивности реактора в автоматическом режиме, уменьшает суммарный ток в нейтрали реактора с 2,6 до 0,7 А; напряжение неповрежденных фаз снижается:

- ф. «*B*» - с 7,5 до 6,2 кВ;
- ф. «*C*» - с 9,7 до 7,2 кВ.

Выводы по 2 главе

1. Предложенный способ и устройство для управления ДГР с подмагничиванием позволяет повысить точность его настройки за счёт использования разности частотных спектров, получаемых путем быстрого преобразования в Фурье сигналов до и после возбуждения контура нулевой последовательности сети (уменьшается амплитуда частот сигналов, присутствовавших до и после возбуждения, вероятность ошибки определения частоты свободных колебаний за счёт исключения шумов и гармоник частоты сети).
2. Техническое решение использования быстрого преобразования Фурье для управления ДГР с подмагничиванием прошло апробацию на объекте филиала АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети.
3. Проведенные испытания устройства управления ДГР с подмагничиванием в автоматическом режиме, режиме перекомпенсации и недокомпенсации позволяют сделать вывод, что данное техническое решение компенсирует ёмкостной ток ОЗЗ согласно приведенному способу. Метод и устройство компенсации ёмкостного тока замыкания на землю с помощью ДГР с подмагничиванием успешно компенсирует суммарный ток в месте замыкания в режиме неполного ОЗЗ, выравнивая фазные напряжения (в том числе углы между фазными напряжениями) близко к их исходным значениям.

3 ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВИЗАЦИИ

3.1 Предпосылки и причины внедрения систем цифровизации в электротехнические комплексы

В связи с затяжным процессом стагнации в сфере электроэнергетики в конце XX века, сельские ЭТК долгое время не модернизировались. Проводимый ремонт был нацелен сугубо на восстановление работоспособности сети электроснабжения потребителей, без дополнительных капиталовложений или иных действий. Сокращение потребления электроэнергии является одной из важнейших задач АО «Сетевая компания» как с точки зрения повышения производственной эффективности, так и в части снижения негативного воздействия на окружающую среду. Основным принципом политики энергосбережения является реализация потенциала энергосбережения путем внедрения мероприятий, повышающих эффективность передачи и распределения электроэнергии, а также снижения внутреннего энергопотребления внутри ЭТК.

В последние годы тема «цифровизации» энергетики стала одним из важнейших векторов развития электроэнергетической и электротехнической отрасли в нашей стране. Она неразрывно связана с появлением функциональных структур нового поколения – цифровых подстанций (ЦПС), цифровых распределительных устройств, информационных сетей и инструментария цифровой «онлайн» диагностики электрооборудования [10-12, 45, 119].

С 2018 года согласно стандарту ПАО «ФСК ЕЭС» цифровая ПС обрела новое понимание. Теперь под данным термином стали подразумевать объект электроэнергетической системы, обладающий высоким уровнем автоматизации. В этой системе процессы информационного обмена между её элементами, а также управления её работой производятся в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850 [8, 18, 19].

На сегодняшний день в России запущены несколько пилотных цифровых подстанций: ПС «Тобол» напряжением 500 кВ в Тюменской области, ПС 110 кВ «Медведевская» ПАО «Московская объединенная электросетевая компания». В июле 2020 г. в Ямало-Ненецком автономном округе запущен передовой проект цифровой ПС 110/35/10 «Север» с двумя трансформаторами по 40 МВ·А, расположенной на Новопортовском месторождении [118]. Данная подстанция способна бесперебойно обеспечивать электроэнергией населенный пункт численностью в 10 тыс. человек, с учетом работы всего электрооборудования без постоянного обслуживания электротехнического персонала.

Главным документом, регламентирующим основные этапы долгосрочного процесса решения проблем и модернизации объектов ЭТК ПАО «Россети» является «Концепция «Цифровая трансформация 2030»» (далее – Концепция) [10, 12].

Концепцией даны конкретные задачи для сетевых организаций нашей страны, среди которых:

1. Надежность, доступность и эффективность электроснабжения потребителей всех категорий.

2. Диверсификация бизнеса, нацеленная на формирование конкурентных отношений в сфере производства и продажи электроэнергии

3. Адаптивность сети и развитие кадрового потенциала электросетевых и снабжающих предприятий.

В Концепции приводятся основные принципы создания и развития цифровой электрической сети, отмечены основные требования к внедрению новейших технологий и устройств. В данном документе дано следующее определение: «Цифровой ЭТК - это район электрических сетей с высоким уровнем автоматизации, обеспечивающей умный учет электроэнергии и удаленную наблюдаемость в режиме «онлайн», а также позволяющей реализовать функции самодиагностики и самовосстановления» [10, 12, 80].

В документе разработаны критерии цифрового ЭТК - те условия, при реализации которых ЭТК можно считать цифровым:

- установка управляемых приборов учета электроэнергии у потребителей 0,4-20 кВ, а также установка на ТП, РП и РТП приборов технического учета электроэнергии по стороне 0,4 кВ и 6 - 20 кВ;
- передача данных от приборов учета электроэнергии (напряжение, ток, мощность и др.) в программно-технические комплексы для осуществления оперативно-технологического управления процессами функционирования электрических сетей;
- телеуправление коммутационными аппаратами РП 6 - 20 кВ;
- организация системы оперативного тока на РП 6 - 20 кВ для питания вторичных систем и цепей управления коммутационными аппаратами без применения аккумуляторных батарей;
- изменение топологии электрической сети - для реализации функций автоматического выделения поврежденного участка, самовосстановления сети, посредством установки секционирующих управляемых коммутационных аппаратов, установка цифровых указателей направления токов КЗ;
- использование доступных и безопасных средств связи (*GSM, Ethernet*, радиосвязь, оптоволоконная связь, *LPWAN*, высокочастотной связи по высоковольтным проводам и др.).

3.2 Развитие цифровых сетей на основе применения самонесущих изолированных проводов со встроенным оптоволоконным кабелем

С началом XXI века существование многих областей производства, а также жизнедеятельности человека, определяются уровнем развития получения и обмена информацией, её составными частями. Передача данных между объектом управления и управляющей системой, а также автоматизация процессов производства, транспортировки и потребления электрической энергии сделало современную электроэнергетическую отрасль одной из наиболее «цифровизированных» отраслей современного хозяйства [12, 50, 73]. Цифровые системы связи позволяют не только передавать информацию о состоянии высоковольтного оборудования с целью управления, но и повышать наблюдаемость СЭС. Вопрос связи является достаточно острым для ЭТК в нашей стране.

Осуществлять все виды связи для нужд электротехнических комплексов в городской местности намного проще и дешевле, чем в отдалённых районах. По этой причине качество услуг по предоставлению обмена данными между устройствами в сельской местности заметно уступает соответствующим показателям для городских условий. В связи с этим перед операторами связи стоит достаточно сложная задача по ликвидации «цифрового неравенства городов и сельской местности».

Предлагаемым способом решения задачи является применение каналов связи на основе оптоволоконного кабеля, предназначенного для передачи телекоммуникационных данных (информации о электрооборудовании РП). С этой целью предлагается операторам телекоммуникационных сетей задействовать существующие ВЛЭП, которые принадлежат энергосбытовым, а также энергосетевым компаниям [61, 63, 66, 68]. Выявлено, что с каждым годом растёт количество обращений со стороны операторов связи в адрес электросетевых предприятий Республики Татарстан о предоставлении опор ВЛ ЭТК для подвеса оптоволоконных кабелей и организации каналов связи непосредственно до каждого абонента.

В настоящее время ОАО «Сетевая компания» Республики Татарстан располагает обширной разветвленной сетью передачи данных на основе воздушных оптоволоконных линий связи (ВОЛС), построенных на базе ВЛ напряжением 6 - 500 кВ. Строительство ВОЛС ведётся как собственными силами, так и с привлечением операторов связи, которые выступают в качестве инвесторов. Данная сеть служит для организации каналов связи не только для нужд операторов связи, но и для собственных объектов Компании. Заметна тенденция на развитие цифровых сетей передачи данных, а также взаимный интерес как предприятий электроэнергетики, так и организаций, предоставляющих услуги телекоммуникационной связи.

Однако приведенный подход к повышению цифровизации ЭТК негативно отражается на эксплуатации и техническом обслуживании объектов электросетевого хозяйства:

1) увеличивается нагрузки на опоры ВЛ, что в некоторых случаях требует их усиления;

2) ВЛЭП загромождается оборудованием сторонних организаций;

3) возникает сложность в процессе контроля работ сторонних организаций на объектах Сетевой Компании.

Передача электрической энергии к трансформаторным подстанциям населённых пунктов в России осуществляется с помощью ВЛ 6(10) кВ [107, 114]. На этих линиях, кроме проводников и арматуры, во многих случаях устанавливаются выключатели, секционирующие пункты, имеющие в научно-технической литературе также название «реклоузеры». К примеру, на воздушной линии напряжением 10 кВ в Сетевой Компании Республики Татарстан установлены выключатели нагрузки финской компании «*Ensto*», реклоузеры компании «Таврида», которым для нормальной эксплуатации необходима организация устойчивой передачи данных с диспетчерским центром и соседними коммутационными устройствами.

Построение разветвленной телекоммуникационной системы, создаваемой путем строительства новых линий связи, является достаточно дорогостоящим решением. Более того, в районах с разветвленной сетью ВЛ напряжением 0,38 кВ, по которым осуществляется непосредственная передача электрической энергии сельским жителям, такое решение является крайне неэффективным.

Монтаж оптоволоконных линий связи по существующим опорам и арматурам линий существенно упрощает и удешевляет проектно-сметную стоимость строительства этих систем. А также, стоит учесть, что согласно принятому закону РФ, с 1 июля 2020 года при установке умных приборов учета электрической энергии они будут включены в баланс сетевых организаций [2]. Для соответствия данным требованиям, необходимо обеспечение устойчивой связи между диспетчерами «Сетевой Компании» и устройствами учета абонентов, для съёма показаний приборов и проведения анализа потребления, на предмет неучтенных потерь или хищений электроэнергии.

Одним из этапов создания распределенной системы ВОЛС, совмещенной с силовой частью распределительной сети, является разработка решения, основанного на применении самонесущих изолированных проводов (СИП) со встроенным оптоволокном. Основные элементы применяемого в рассматриваемых ЭТК кабеля СИП-3 показаны на рисунке 14.

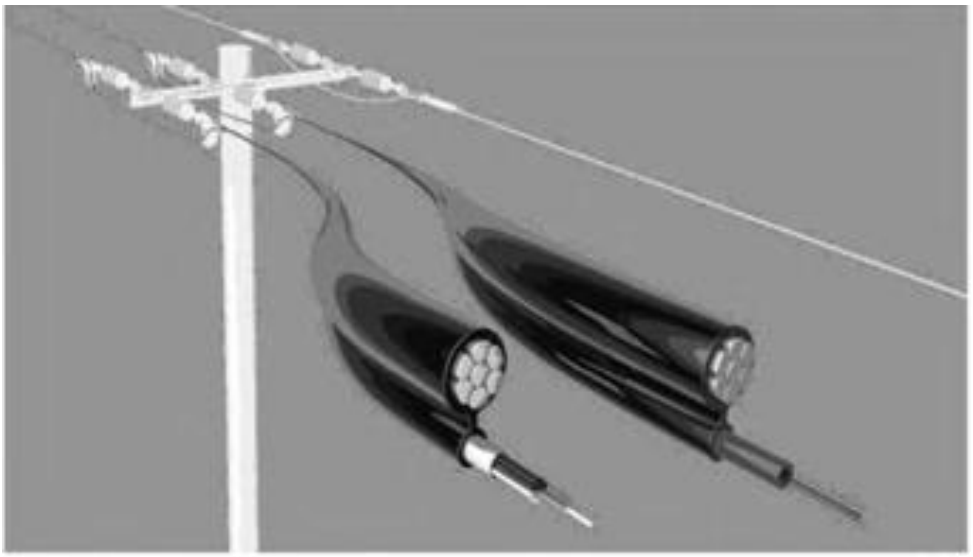


Рисунок 14 – Поперечный разрез СИП -3/ВОК 24-П 1х70-20 со встроенным оптоволокном

Технические и экономические расчетные модели показывают, что организация связи по ВЛ 10 кВ с заменой одного фазного провода на СИП-3-А/О является достаточно выгодным решением для удаленных объектов ЭТК [115]. Данная замена провода имеет свой ряд преимуществ:

1. Возможность организации собственного канала связи по ВЛ 10 кВ для передачи информации телеизмерений, телесигнализации, телеуправления, диспетчерской связи, данных АИИСКУЭ и видеонаблюдения с ПС.
2. Возможность организации связи с выключателями нагрузки и реклоузерами, установленными на ВЛ 10 кВ.
3. Возможность развития собственной сети или сдачи в аренду свободных оптических волокон.

По результатам опытной и промышленной опыт эксплуатации предложенной телекоммуникационной системы, у ранее существующей способа передачи данных по технологии *GSM,* основной проблемой в работе устройств сопряжения с коммутационными аппаратами была нестабильная связь, которая имела зависимость от уровня сигнала и работы базовой станции оператора сети. Данная проблема накладывала ограничения на протяженность системы, а также надежность и точность передачи телеизмерений.

Указанные выше проблемы решаются с заменой фазного провода на СИПЗ-А/О. В шкафу управления устанавливается оптический кросс, а вместо *GSM* модема, который для питания потребляет около 200 мА, монтируется медиаконвертер с током потребления до 300 мА. Однако увеличение этой нагрузки никак не влияет на работу шкафа управления, так как максимальный ток потребления для приборов связи составляет 3 А. Одновременно, производится настройка блока управления выключателем нагрузки, показанного на рисунке 15.

Рисунок 15 – Элегазовый выключатель нагрузки «*Auguste*» 10 кВ компании *Ensto* из Финляндии со шкафом управления на опоре ВЛ

По итогу проведенных работ по установке кабеля СИП-3, совмещенного с оптическим волокном, удаётся получить автономный канал связи телемеханики, в котором не задействованы сторонние организации. Передаваемые данные являются защищенными, и их целостность не зависит от условий работы оборудования других компаний.

На сегодняшний день не менее успешно развивается информационная инфраструктура электроэнергетики, работающая с помощью линий электропередач напряжением 0,4 кВ. Примером тому является ВОЛС на СИП-1, выполненная методом навивки, также имеющую эффективность при применении на СИП-2. Как известно, провода типа СИП-1 представляют собой самонесущий провод с жилой из сплава алюминия, изолированный светостабилизированным сшитым полиэтиленом [20, 61]. Поверх изолированной токопроводящей жилы навит оптический кабель марки ДПО-ПУ, имеющий ёмкость от 2-х до 128 волокон.

Схема подключения ВОЛС, выполненная методом навивки на ВЛ 0,38 кВ изображена на рисунке 16. Такая схема может применяться для получения данных по учету электроэнергии, а также предоставления цифровых услуг связи сельскому населению.

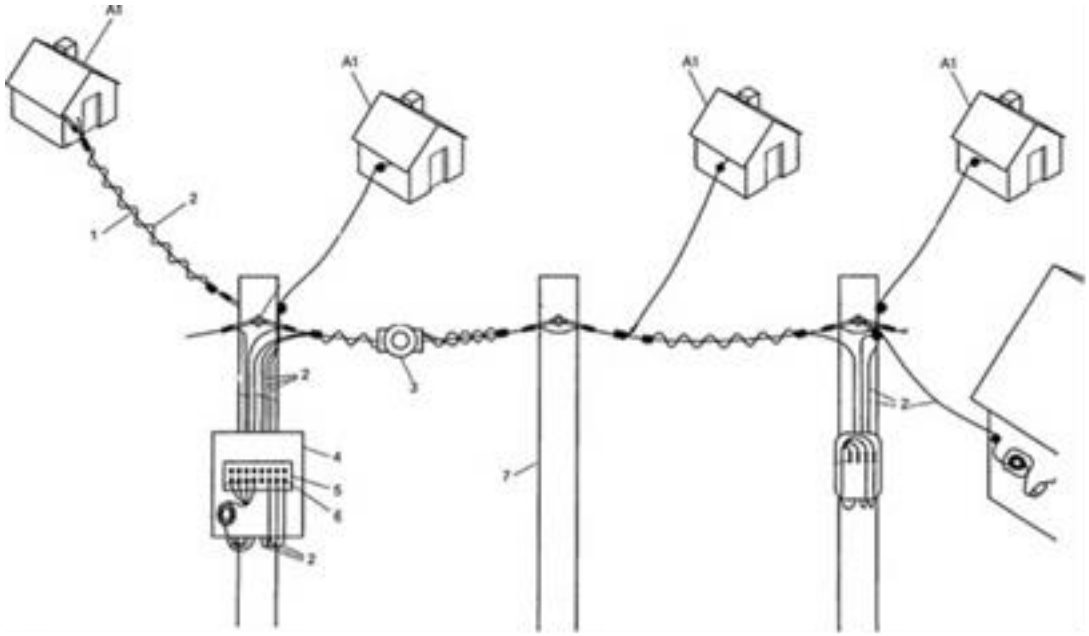


Рисунок 16 – Схема подключения ВОЛС, выполненной методом навивки: 1 - СИП; 2 - навивной ВОЛС; 3 - навивная машинка; 4 - шкаф навесной; 5 - кросс оптический; 6 - порт оптический; 7 - опора; А1 - жилой дом

Внедрение провода СИП-3, совмещенного с ВОЛС, при реконструкции или строительстве ВЛ 6(10) кВ и применение ВОЛС на СИП-1, выполненным методом навивки на существующих линиях электропередач, несомненно является эффективным шагом в развитии мультисервисной сети 0,38/10 кВ и открывает новые возможности в решении задачи «цифрового неравенства города и сельской местности», что подтверждено актом внедрения, приведенным в приложении А.

Достоинствами создания телекоммуникационных систем, совмещенных с силовой частью распределительной сети, являются:

- организация управления сетями по технологии «*Smart Grid*»;
- получение дополнительной прибыли за счёт сдачи в аренду провайдерам;
- техническая эстетика сетей;
- удешевление стоимости строительства до 15 % и снижение сроков реализации проектов до 20 % на уровне отдельных поселков;
- повышение качества жизни населения за счёт предоставления широкого спектра цифровых услуг и услуг и связи;
- возможность организации автоматической системы коммерческого учёта электроэнергии по оптическому каналу и повышение собираемости информации об объекте электроснабжения.

3.3 Создание системы управления коммутационными аппаратами подстанции для повышения наблюдаемости и надежности высоковольтного электрооборудования

Создаваемая архитектура системы управления цифрового ЭТК позволяет существенно повысить автоматизацию и безопасность вывода в ремонт подстанционного электрооборудования без участия дежурного персонала. В связи с этим, одной из важнейших задач является разработка алгоритма действия диспетчера для производства переключений коммутационными аппаратами в удалённом режиме, а также разработка блок-схемы организации канала связи для управления коммутационными аппаратами с помощью многофункциональных измерительных преобразователей.

Работы по внедрению системы управления коммутационными аппаратами были апробированы и запущены в промышленную эксплуатацию на ПС 110/35/10 кВ «Верхний Услон» Филиала «Сетевой Компании» «Буинские электрические сети» Республики Татарстан.

Для организации этой системы управления в КРУН-10 и КРУН-35 кВ ПС 110/35/10 кВ «Верхний Услон» установлены многофункциональные измерительные преобразователи с модулями ввода/вывода и модули индикации для отображения параметров режима электрической сети, измеряемых интеллектуальными преобразователями. Предлагаемое техническое решение построено на микропроцессорном интеллектуальном оборудовании отечественного производителя ИЦ «Энергосервис» [127]. Схема управления коммутационными аппаратами с рабочего места диспетчера приведена на рисунке 17.

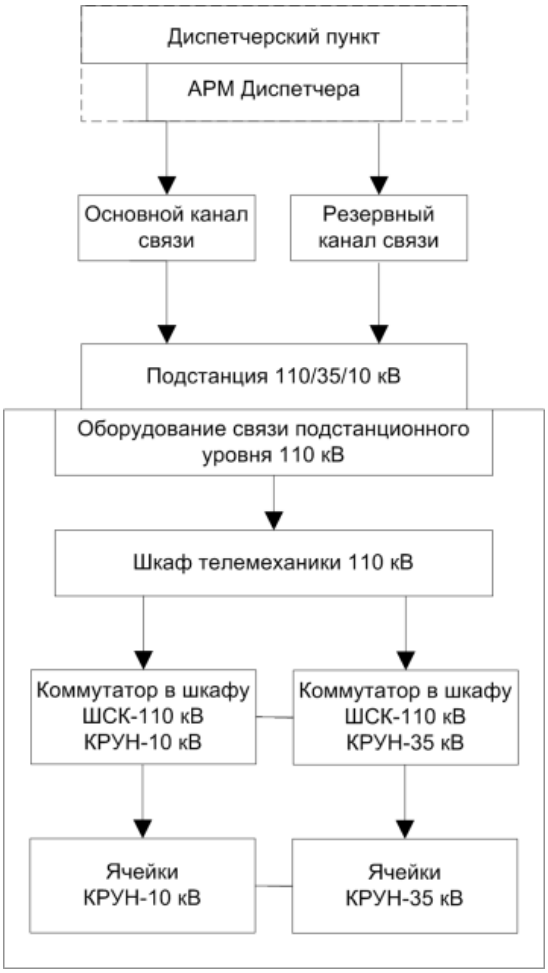


Рисунок 8 – Схема управления коммутационными аппаратами с рабочего места диспетчера

Модули ввода/вывода осуществляют функции дискретного и аналогового сбора сигналов, обеспечивают передачу данных по гальванически развязанным цифровым интерфейсам *RS-485* и *Ethernet* в автоматизированные системы диспетчерского управления. Сбор данных может осуществляться как непосредственно с данных модулей, так и через устройства сбора данных, устройства телемеханики и другие средства автоматизации. Данные модули оборудованы различными типами дискретных выходов, в том числе релейными выходами, что позволяет выдавать управляющие воздействия непосредственно в схемы управления коммутационными аппаратами. Модуль ввода/вывода имеет встроенные часы реального времени и поддерживает его синхронизацию от блока коррекции времени модуля синхронизации времени или по протоколам обмена от вышестоящего уровня. Встроенные часы и журналы событий позволяют присваивать метки времени регистрируемым событиям (изменению состояний дискретных входов и выходов) с точностью до 1 мс.

Синхронизация времени происходит по протоколам обмена от вышестоящего уровня МЭК60870-5-104 с контроллера сбора данных и управления, который, в свою очередь, синхронизируется с *NTP*-сервера АО «Сетевая компания».

Вся информация с ячеек КРУН-10 кВ и КРУН-35 кВ собирается в шкафах ШСК-10 кВ и ШСК-35 кВ. Связь между многофункциональными измерительными преобразователями (МИП) и коммутаторами в шкафах ШСК-10 и ШСК-35 организована по кабелю *UTP* категории *5E5*. Для обеспечения передачи большого объема информации с камер технологического видеонаблюдения, телемеханики, систем учета, мониторинга РЗА и охранно-пожарной сигнализации между КРУН-10 кВ, КРУН-35 кВ и ОПУ был организован оптоволоконный канал связи. Далее вся информация поступает на коммутаторы, расположенные в шкафу телемеханики и шкафу связи. На подстанции установлена система телемеханики «*ARIS*» производства ООО «Прософт-Системы». Посредством данного аппаратно-программного комплекса осуществляются сбор и передача информации с интеллектуальных электронных устройств (*IED*), МИП, микропроцессорной релейной защиты и автоматики (МП РЗА), счетчиков электроэнергии и микропроцессорных модулей ввода/вывода дискретных и аналоговых сигналов, трансляция команд управления, конвертация протоколов и обмен данными с вышестоящими уровнями автоматизированных систем. Опрос контроллеров и терминалов происходит по протоколам МЭК-60870-5-104, МЭК-61850 и *MODBUS*.

Основная информация и положение коммутационных аппаратов КРУН-10 кВ отображена на рисунке 18.

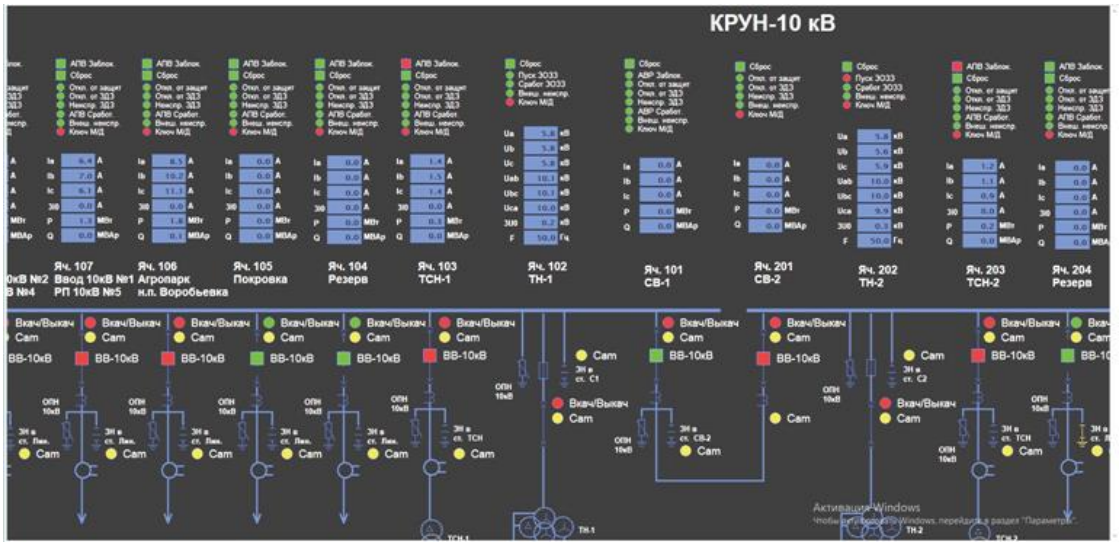


Рисунок 9 – Однолинейная электрическая схема КРУН-10 кВ ПС 110 кВ «Верхний Услон»

Каждая ячейка оснащена камерами видеонаблюдения, работающими в режиме реального времени. Интеграция видеонаблюдения ячеек в оперативно-информационный комплекс (ОИК) «Диспетчер» произведена при помощи внедрения в схему специальных кнопок включения камер, а также добавления «скриптов» для захвата видеопотока для каждой камеры в отдельности. Система видеонаблюдения построена таким образом, что один видеопоток с камер передается на сервер хранения видеозаписи, а второй используется на АРМ диспетчера для получения

визуального подтверждения переключения коммутационного аппарата. При такой организации системы видеонаблюдения видео на АРМ диспетчера передается непосредственно с камер, без промежуточных обработок на серверах. В случае необходимости все видеозаписи переключений можно посмотреть в архиве на сервере видеозаписей.

Схема КРУН-10 кВ ПС 110 кВ «Верхний Услон», совмещенная с видеонаблюдением о состоянии выключателя отдельной ячейки и положении заземляющих ножей этого коммутационного аппарата представлена на рисунке 19.

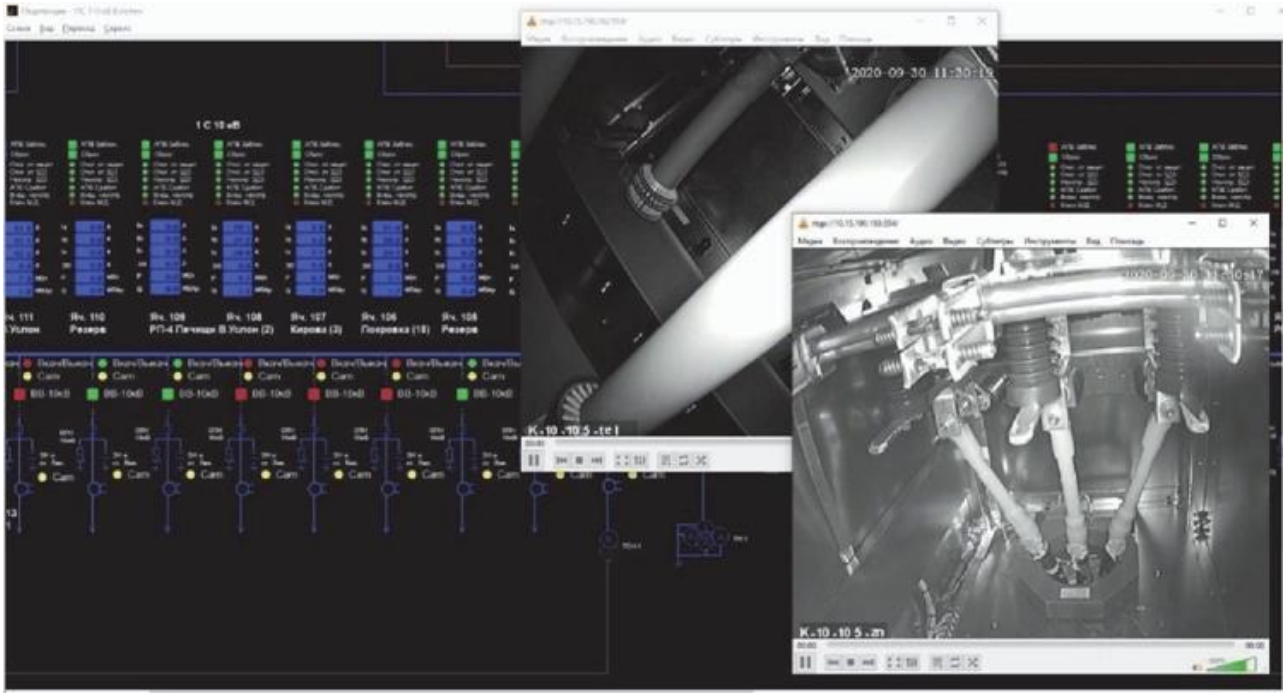


Рисунок 19 – Схема КРУН-10 кВ ПС 110 кВ «Верхний Услон»

На верхнем окне этого рисунка показано отключённое положение ячейки №105 КРУН-10 кВ. На нижнем окне (см. рисунок 13) представлено отключенное положение заземляющих ножей этой ячейки, а в верхнем правом углу – дата и текущее время.

В ячейках КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Верхний Услон (с напряжением 110/35/10 кВ) установлены вакуумные выключатели *BB/TELISM15* производства «Таврида Электрик».

Схема КРУН-35 кВ на вышеупомянутой подстанции, совмещенная с видеонаблюдением о состоянии выключателя отдельной ячейки и положении заземляющих ножей этого коммутационного аппарата представлена на рисунке 20.

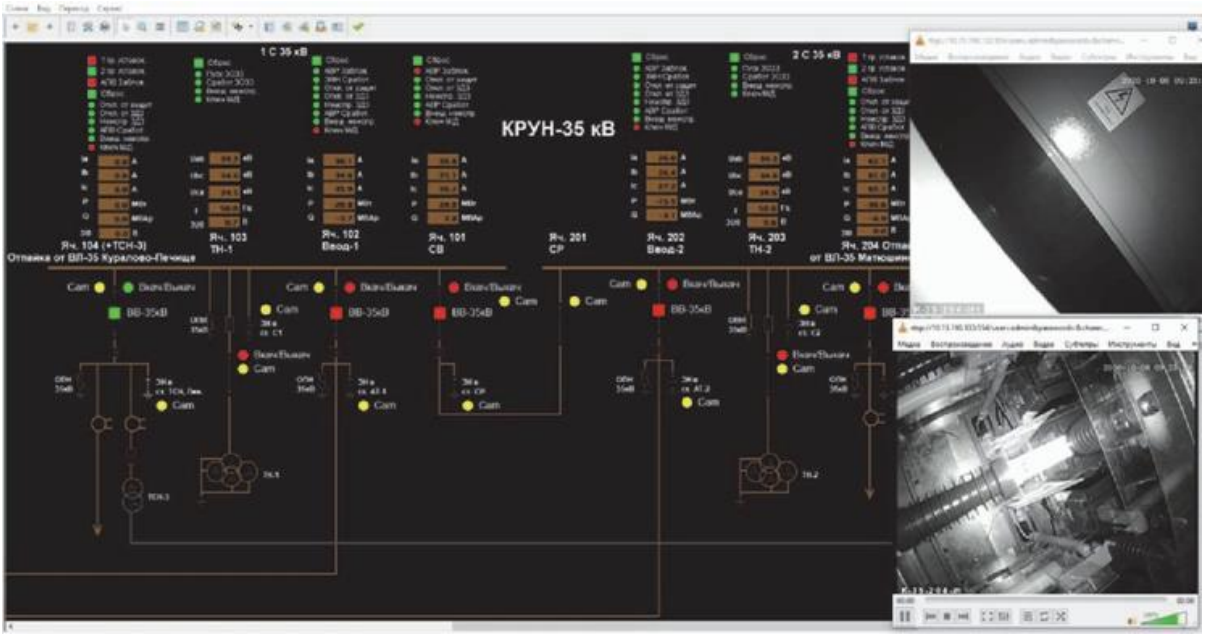


Рисунок 20 – Схема КРУН-35 кВ ПС 110 кВ «Верхний Услон»

В ячейках КРУН-35 кВ ПС 110 кВ Верхний Услон (с напряжением 110/35/10 кВ) установлены вакуумные выключатели *HVX40-25-12F* производства «*Schneider Electric*».

Алгоритм действия диспетчера для производства переключений коммутационным аппаратом в удалённом режиме приведён на рисунке 21.

Для удаленного управления ячейкой необходимо в окне приложения, в котором отображается схема, нажать на кнопку камеры рядом с коммутационным аппаратом, которым нужно оперировать. После этого откроется окно с видео в режиме реального времени, в котором отчётливо просматривается положение коммутационного аппарата (см. рисунок 13, 14).

После этого оператор может подать команду на переключение коммутационного аппарата, при этом весь процесс коммутации высоковольтного оборудования отображается на экране АРМ диспетчера. Достоверность выполнения команд телеуправления электрическим аппаратом в ячейках высоковольтных выключателей можно контролировать визуально по положению коммутационного устройства посредством видеокамер, по наличию или отсутствию нагрузки на интересуемом присоединении, а также по передаваемым значениям сигналов телесигнализации оборудования.

Рисунок 21 – Алгоритм действия диспетчера для производства переключений коммутационным аппаратом в удалённом режиме

3.4 Внедрение цифровых систем учета электроэнергии на примере электротехнических комплексов Республики Татарстан

Создание интеллектуальной системы учёта электроэнергии любой электрической сети удаленных потребителей является одной из перспективных и важных задач развития электроэнергетики и способствует не только повышению прозрачности учёта электрической энергии и оперативного доступа к информации с устройств, предназначенных для этой цели, но и надёжности электроснабжения и увеличению эффективного использования всех компонентов СЭС [46, 50]. Данная технология является базовой в части реализации концепции развития цифровых ЭТК.

С введением в действие Федерального закона Российской Федерации № 522-ФЗ стало возможным создание единого требования к приборам учёта электрической энергии [2]. Указанный нормативный акт позволит провести правовую работу в части снижения к минимуму хищение электроэнергии, уменьшения коммерческих потери, ускорения процессов цифровизации и способствовать прозрачности энергетической отрасли.

Если раньше в обязанность потребителя входили покупка, установка, поверка и эксплуатация приборов учёта электроэнергии, то с 1 июля 2020 г. данные действия должен выполнять поставщик энергетического ресурса. Городские потребители не должны ни покупать,

ни производить поверку за свой счёт приборы учёта электроэнергии, любые работы будут входить в обязанности гарантирующих поставщиков электроэнергии.

Для жителей сельской местности гарантирующим поставщиком электроэнергии будет являться электросетевая организация. Начиная с этой даты, потребитель не обязан эксплуатировать электросчётчик и сообщать кому-либо о его выходе из строя. Однако он должен обеспечить сохранность и целостность прибора учёта электроэнергии, если последний находится в границах земельного участка или установлен внутри помещения потребителя.

Потребитель должен быть оснащён интеллектуальными приборами учета электроэнергии после его ввода в эксплуатацию, начиная с первого января 2021 г. Устройства до ввода в эксплуатацию объекта должен принять на обслуживание гарантирующий поставщик электрической энергии. Потребитель и субъекты электроэнергетики на безвозмездной основе имеют право получить показания данных с приборов учёта электроэнергии. Такое право распространяется и на случаи, когда эти сведения получены с применением интеллектуальной системы учета.

Для потребителей электрической энергии в интеллектуальной системе учета должны быть реализованы следующие функции:

– передача показаний и результатов измерений;

– предоставление информации о количестве и иных параметрах электрической энергии;

– полное и (или) частичное ограничение режима потребления электрической энергии, а также возобновление её подачи;

– установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев);

– суммирование объемов электрической энергии в соответствии с дифференциацией тарифов, предусмотренной законодательством (далее – тарифные зоны);

– передача данных о параметрах настройки, архива данных и нормативной справочной информации.

В состав информации о количестве и иных параметрах электрической энергии входят:

– объем принятой и отданной активной и реактивной электрической энергии, учтенный по точке поставки, в том числе тарифным зонам;

– длительность отклонения соотношения потребления активной и реактивной мощности от предельного значения, установленного законодательством Российской Федерации, и максимального значения отклонения в расчетном периоде по точке поставки;

– значения максимальных в каждые рабочие сутки расчетного периода почасовых объемов электрической энергии, учтенных по точке поставки в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки, и среднее арифметическое из данных значений;

– значения максимальной и минимальной фактической активной, реактивной и полной мощности по точке поставки;

– информация о величине резервируемой максимальной мощности;

– величина потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства на участке сети от точки измерения до точки поставки;

– алгоритм расчета величины потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства на участке сети от точки измерений до точки поставки;

– информация о значениях индивидуальных параметров качества электроснабжения по точке измерения.

ОАО «Сетевая компания» с 2018 г. организовала работу по установке таких счетчиков потребителям электрической энергии в Республике Татарстан. Эти приборы могут устанавливаться на опорах и имеют следующие конструктивные особенности:

– модульная структура;

– «горячая» замена модема *GSM/PLC*;

– встроенный источник резервного питания.

Они защищены от хищения электрической энергии и имеют электронные пломбы, датчик магнитного поля, журнал событий, защиту информации от изменения, контроль схемы включения.

Данные приборы также управляются телемеханикой и измеряют параметры сети в «*online»* режиме, управляют нагрузкой потребителя, имеют способность дистанционной передачи данных и сигнализация об авариях. Эти счётчики также могут устанавливаться на КТП. В этом случае они имеют такие же параметры, как приборы, устанавливаемые на опорах.

К примеру, в интеллектуальном приборе учета электроэнергии «*ISKRAEMECO*» серии *MT880* реализованы измерения мгновенных значений всех технических параметров, например, таких, как напряжения, в том числе гармоники; токов и его гармоник, частота, все виды мощностей по фазам и суммарно, фазовые углы между напряжением и током, энергия фазная и суммарно, импорт/экспорт.

Существующее тарифное расписание позволяет регистрировать до восьми тарифов, до шестнадцати масок для настройки различных комбинаций тарифных регистров, до шестнадцати сезонов тарифных программ, до шестнадцати еженедельных правил, до тридцати двух ежедневных правил, до шестнадцати тарифных программ в день, до ста двадцати восьми специальных определений дня (праздников и выходных дней).

Устанавливаемые счетчики изначально настроены на два тарифа электрической энергии: *T1* – дневная зона (с 07:00 по 23:00) и *T2* – ночная зона (с 23:00 по 07:00) и, соответственно, мощности: *M1* и *M2*.

Прибор обнаруживает и регистрирует магнитное вмешательство, открытие счетчика и клеммной крышки, направления инвертированного потока энергии, асимметрии тока и напряжения, минимального коэффициента мощности, отсутствие напряжения, неправильную последовательность фаз.

Функционал передачи информационных сообщений в ОДУ (*«Push»*) применяется для того, чтобы обеспечить автономную отправку данных от счетчика в центр сбора данных (*HES*).

После подключения устройства к сети функционал «*Push*» позволяет регистрировать:

– вскрытие крышки клеммной коробки, а также нарушение целостности устройства;
– попытки подобрать пароль доступа к счетчику;
– отключение нагрузки потребителя (при токе потребления более 200 А);
– выключение питания;
– нарушение качества электроэнергии;
– превышение мощности.

Функционал устройств в случае интеграции приборов в одну информационную систему позволяет в *online*-режиме проводить контроль наличия напряжения на объектах электроэнергетики. Таким образом, осуществляется возможность полной наблюдаемости электрических сетей диспетчером [2].

Оперативные балансы электроэнергии и мощности, формируемые программным комплексом, позволяют своевременно выявлять выход из строя элементов автоматизированной системы учета электроэнергии и реагировать на события коммерческим диспетчером. Технические подразделения сетевых организаций имеют доступ в режиме реального времени к значениям мгновенных загрузок силовых трансформаторов, центров питания, а также получают доступ к архиву истории таких данных, хранящихся на серверах компании. Это позволяет принимать корректные технические решения для планирования ремонтов, реконструкции, технологического присоединения объектов электроэнергетики.

Пример контроля связи с приборами учёта электроэнергии напряжения на объектах 10 кВ Верхнеуслонского района электрических сетей филиала ОАО «Сетевая компания» Республики Татарстан представлен на рисунке 22.

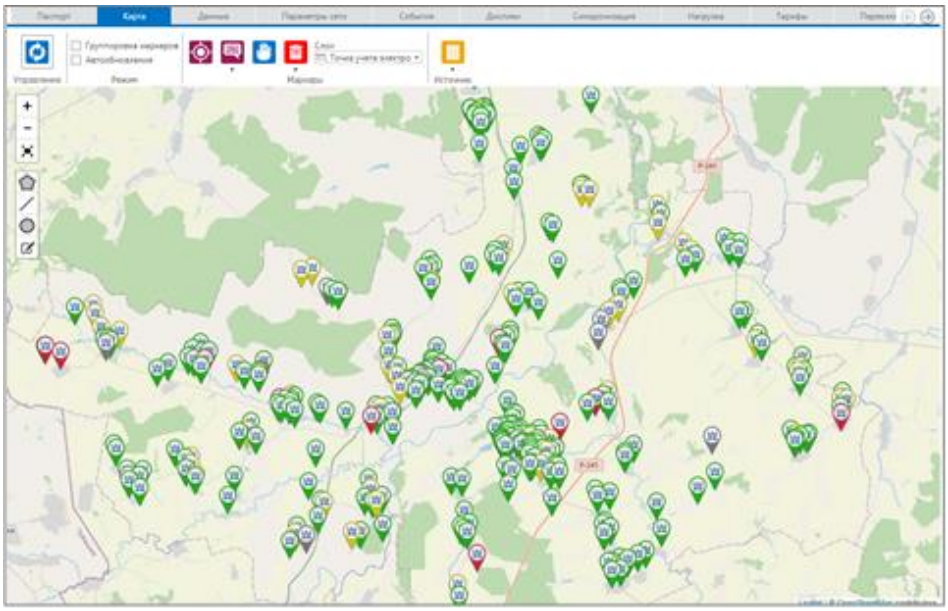


Рисунок 22 – Контроль напряжения на объектах 10 кВ Верхнеуслонского района электрических сетей филиала ОАО «Сетевая компания»

Зеленым цветом (на рисунке 22) в программном комплексе выделяются те КТП, в которых все приборы учета вышли на связь. Желтым цветом – КТП, часть которых не вышли на связь, красным цветом – КТП, по которым все счетчики на связь не вышли, либо КТП отключен. Пример контроля напряжения на объектах 0,38 кВ Верхнеуслонского района электрических сетей филиала ОАО «Сетевая компания» по населенным пунктам представлен на рисунке 23.

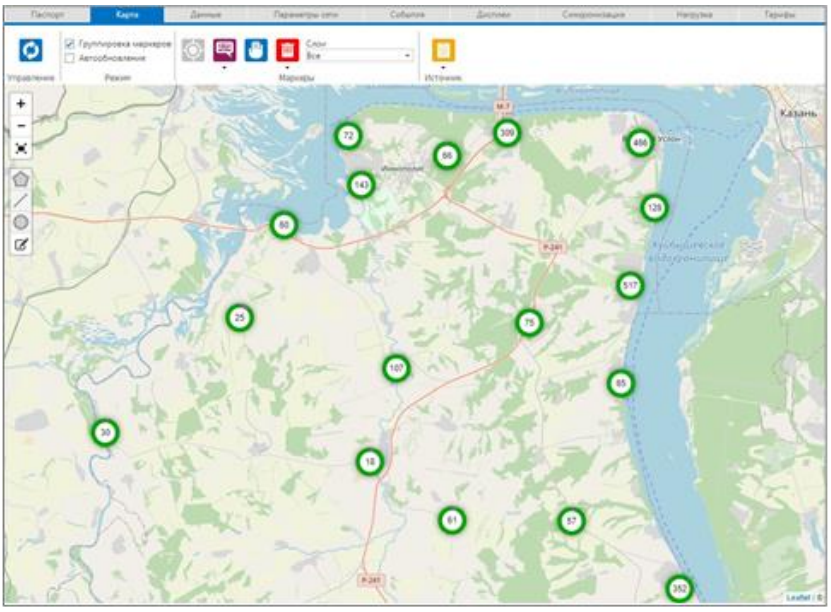


Рисунок 23 – Контроль напряжения на объектах 0,38 кВ

Например, по населенному пункту Верхний Услон всего установлено 466 интеллектуальных приборов учета, что указано в зеленом кольце. Если кольцо не полностью замкнуто зеленым цветом, то это означает, что по каким-то причинам не все счетчики выходят на связь. Далее, с помощью ПО выделим такие населенные пункты и определим, по каким

приборам учёта электрической энергии отсутствует связь или он отключен. Красным цветом в программном комплексе выделяется счетчик, с которым нет связи, либо вышедшим из строя, либо отключенным. Контроль напряжения по приборам учета, запитанным от КТП № 2107, Верхний Услон в окне ПО приведен на рисунке 24.

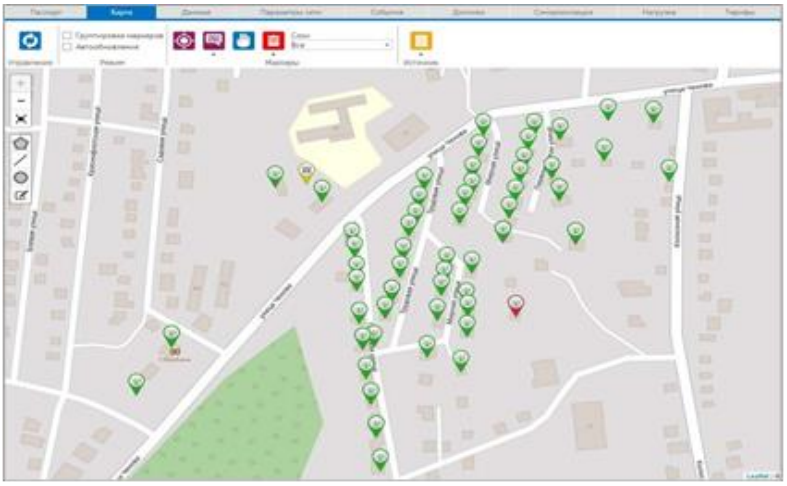


Рисунок 24 – Контроль напряжения по приборам учета, запитанным от КТП № 2107, Верхний Услон

Контроль состояния объектов в «ОИК-Диспетчер» и качества электроэнергии представлен на рисунке 25. «Оперативно-информационный комплекс – Диспетчер» – это программный комплекс, предназначенный для создания информационно-управляющих систем для автоматизации технологического процесса передачи и распределения электрической энергии в помощь диспетчерскому и техническому персоналу объектов энергетики.

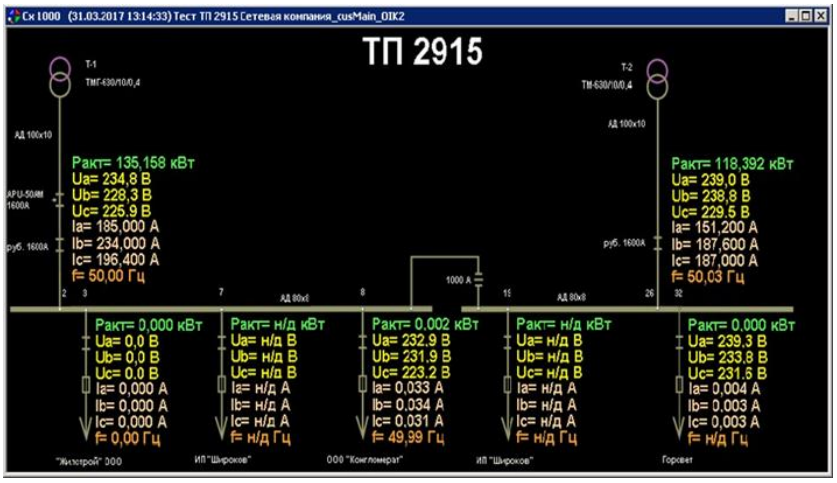


Рисунок 25 – Контроль состояния объектов в ОИК-диспетчер и качества электроэнергии

В эксплуатации филиала ОАО «Сетевая компания» Буинские электрические сети с 2019 г. находится автоматизированная информационно-измерительная система, построенная на базе интеллектуальных многофункциональных счетчиков «*ISKRAEMECO*» [126].

В Верхнеуслонском районе Республики Татарстан в качестве устройств системы коммерческого учета допущено 2192 интеллектуальных приборов, установленных потребителям (физическим лицам). При проведении сравнительного анализа потребления электроэнергии по данным потребителям за 4 месяца 2019 г. и 2020 г. наблюдается рост полезного отпуска на 15,5%. В целом по анализируемой группе потребителей наблюдается рост потребления электроэнергии, но в тот же период времени рост потребления электроэнергии по остальным типам счетчиков составил всего лишь 1,8% (см. табл. 5).

Таблица 5 – Сравнительный анализ интеллектуальных и обычных приборов учета по полезному отпуску электрической энергии

Виды приборов учёта электрической энергии	Количество приборов	Полезный отпуск		Разница потребления электрической энергии	
		январь–апрель 2019 г.	январь–апрель 2020 г.		
		кВт·ч		кВт·ч	%
Интеллектуальные счетчики «*ISKRA*»	2192	2 135 106	2 466 309	331202	15,5
Обыкновенные счётчики	12012	7 161 379	7 289 426	128048	1,8

Результаты приведенного анализа позволяют утверждать, что с внедрением интеллектуальных многофункциональных приборов учета электроэнергии перечень оказываемых услуг увеличивается, а также повышается наблюдаемость электрической распределительной сети.

3.5 Анализ работы цифровых систем учета электроэнергии по определению коммерческих потерь

По данным международных исследований, относительная потеря электроэнергии при передаче и распределении электрических сетей может быть удовлетворительной, если она составит от 4 до 5 процентов от общей потери. Максимально допустимое значение этого показателя составляет не выше 10% [34-38]. Средний процент потерь в основной электрической сети в таких странах, как Австрия, Великобритания, Испания, Норвегия, Португалия, Финляндия, Чешская Республика, составляет не более 1,6, а средний процент потерь – не более 7 [39-41]. Заметим, что суммарные потери электроэнергии в сетях промпредприятий России составляют до 11%, а при передаче от производителя до предприятия – до 20% [39].

К основным составляющим фактических потерь в СЭС относят технические, а также коммерческие потери. Технические потери – это потери в линиях и оборудовании сетей. Они возникают из-за физических процессов, связанных с передачей, распределением, трансформацией электрической энергии, и, кроме того, делятся на условно-постоянные и

переменные. Условно-постоянные потери зависят от состава включённого электрооборудования. Переменные потери, в свою очередь, зависят от нагрузки электрических сетей. Разность фактических и технических потерь считают коммерческими потерями [34].

Коммерческие потери электроэнергии представляет собой денежные потери поставщика электрической энергии, т.е. он является результатом неоплаты потребителями некоторой части потреблённой ими электроэнергии. Таким образом, каждая энергоснабжающая компания должна внедрять новейшие технологии для снижения потерь электроэнергии.

Рассмотрим соотношение коммерческих потерь до и после установки интеллектуальных приборов учета (ИПУ) электроэнергии в Чебоксарском ЭТК Северного производственного отделения ПАО «МРСК Волги» – «Чувашэнерго» и в Верхнеуслонском РЭС АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети Республики Татарстан [64].

Коммерческие потери связаны с занижением полезного отпуска электроэнергии. Они напрямую зависят от недостатков работы в энергосбытовой компании. Это потери, связанные с несоответствием даты снятия показаний электросчетчиков с расчетным временем, а также из-за безучетного потребления электроэнергии некоторых пользователей, присутствия бесхозных потребителей. К таким потерям относятся также потери, связанные с неучтенным отбором мощностей, неверными данными от абонентов электроэнергии и некорректными счетами, недоступностью четкой информации о них и так далее [34-41, 99].

Коммерческие потери возникают также в результате задержек платежей за потребленную электроэнергию после установленной даты и после повышения тарифов [49]. Это обстоятельство обусловлено тем, что пользователи в действующей системе не могут одновременно записывать показания учетных приборов и платить за потребляемую электрическую энергию. Присутствует и сезонная оплата, поскольку есть такие потребители, как садовые общества, территории [64]. В составляющие коммерческих потерь также входят долгосрочные или бессрочные долги, а также неоплаченные долги за электричество, затраты на энергоснабжение организаций, которые требуют оплату долгов, а также выявление актов воровства электроэнергии (судебные, транспортные расходы и др.).

Следующая составляющая этих потерь возникает при поставке некачественной электрической энергии энергоснабжающими организациями потребителям. В данном случае возникают дополнительные затраты, связанные с отказом потребителя в оплате некачественной продукции, а также с необходимостью устранения результатов данных нарушений дополнительными мероприятиями (локализация и ликвидация причин нарушения качества электроэнергии и ремонт электрооборудования) [27]. Можно выделить основные аспекты деятельности энергосбытовой компании, которая работает с целью сократить коммерческие потери электроэнергии [56,73,75]. К этим аспектам можно отнести:

– модернизация организационной деятельности предприятии;

– реализация необходимых функций управления оперативным диспетчерским управлением каждого электроэнергетического потребителя;

– нахождение и пресечение случаев незаконного отбора электрической энергии (кражи электроэнергии);

– своевременное отслеживание оплаты за потребленную электроэнергию.

Для наглядности составляющие коммерческих потерь приведены на рисунке 26.

ПРИЧИНЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потери из-за неудовлетворительной работы энергосбытовых компаний

- Потери при выставлении счетов и обслуживании платежей
- Потери из-за несоответствия дат снятий показаний приборов с расчетным периодом
- Потери из-за расчетов потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления

Потери из-за ограничения потребляемой мощности

- Неоплата мощности ограничения

Потери, вызванные некачественной поставкой электрической энергии энергоснабжающей организацией

- Законный отказ от оплаты некачественной электроэнергии или уменьшение платежа
- Затраты на ремонт электроустановок
- Локализация и устранение причин нарушения качества электрической энергии

Потери при востребовании оплаты за потребленную электроэнергию

- Задержка платежей
- Неоплата или неполная оплата

Хищение электрической энергии

- Нелегальное подключение к электросетям
- Мошенничество с приборами

Рисунок 26 – Структура коммерческих потерь энергии в сетях 0,38 кВ

В связи с особенностями генерации, передачи, распределения и потребления электрической энергии в одновременном режиме, следует полагать, что практически везде и по всему миру могут происходить бесконтрольные неучтенные потери этого ценного товара. Эту

энергию нельзя хранить или держать на складах (аккумулировать). Заключительным этапом реализации электроэнергии потребителям являются финансовые результаты деятельности энергосбытовых предприятий.

Как было упомянуто выше, потери в электрических сетях России значительны. В качестве примера в таблице 6 представлен анализ потребления электрической энергии по районам электрической сети (ЭТК) Северного производственного отделения ПАО «МРСК Волги» – «Чувашэнерго» за январь 2020 г.

Таблица 6 – Анализ потребления электрической энергии по ЭТК Северного производственного отделения ПАО «МРСК Волги» – «Чувашэнерго» за январь 2020 г.

Распределительные электрические сети	Отпущено с питающих центров, тыс. кВт·ч	Всего полезный отпуск, тыс. кВт·ч	Потери общие		Технические потери, тыс. кВт·ч	Технические потери от фактических, %	Коммерческие потери, тыс. кВт·ч	Коммерческие потери от фактических, %
			%	**тыс. кВт·ч**				
Аликовские	2 621,6	2 153,4	17,9	468,2	351,3	75,0	116,8	25,0
Вурнарские	7 665,0	6 742,0	12,0	922,9	780,5	84,6	142,4	15,4
Красноармейские	3 943,1	3 354,6	14,9	588,5	392,2	66,6	196,3	33,4
Марпосадские	5 039,8	4 181,8	17,0	858,0	631,5	73,6	226,5	26,4
Моргаушские	8 146,4	6 907,2	15,2	1 239,2	1 238,1	99,9	1,0	0,1
Цивильские	8 559,0	7 458,8	12,9	1 100,3	1 094,9	99,5	5,3	0,5
Чебоксарские	24 588,7	21 020,5	14,5	3 568,1	2 463,2	69,0	1105	31,0
Ядринские	6 431,9	5 688,2	11,6	743,7	696,7	93,7	47,0	6,3

Таблица выше, в частности, отображает процент коммерческих потерь электроэнергии от фактических. Из неё видно, что общие потери в каждом ЭТК в зависимости от отпущенной электроэнергии составляют от 11,6 до 17,9%. Показатели коммерческих потерь от фактических в ЭТК ещё более разбросаны в следующем диапазоне: от 0,1 до 33,4%.

Причинами высокой коммерческой потери некоторых средств учета были не опломбированные счетчики, неправильное списывание показаний приборов учета, неправильное выполнение схем электроснабжения потребителя, применение различных методик расчета или

занесение в квитанцию об оплате за потреблённую мощность заведомо ошибочного показания и многое другое.

В нашей стране 27 декабря 2018 г. был введён в действие Федеральный закон Российской Федерации № 522-ФЗ [69]. Согласно этому закону, можно устранить многие вышеупомянутые факторы, влияющие на учет коммерческих потерь, путем повсеместной установки системы интеллектуального учета электроэнергии, а также создания единых требований к приборам учета. Этот закон позволит ускорить процесс цифровизации энергетической отрасли и будет способствовать её прозрачности [69].

Система должна выполнять следующие действия: передачу результатов измерения и получение информации об объеме и других параметрах электрической энергии, полный или частичный запрет на ее потребление или возобновление подачи. В ней также должны быть: организация передачи данных по параметрам настройки средств учета электроэнергии, архиву данных, нормативной справке, суммированию объемов потребляемой энергии в зависимости от дифференциации тарифа, предусмотренного законом, установлению и изменению зон суток (часов, дней недели, месяцев) и т.д.

Установка прибора учёта электрической энергии с дистанционным контролем границ баланса абонента, а также индикацией показаний у потребителя позволяет значительно сократить коммерческие потери [34-41]. Для снижения и анализа потерь на фидерах с наибольшими потерями в 2019 г. в ПАО «МРСК Волги» – «Чувашэнерго» оснастили все юридические и бытовые потребители новыми ИПУ. Был произведен анализ проблемных фидеров, посчитано количество точек учёта на основе данных ЭТК и «Энергосбыта». В январе-феврале 2020 г. ИПУ были установлены на всех проблемных потребителях 0,38 – 10 кВ.

Контролёрами группы баланса ЭТК была проведена работа по проверке правильной привязки всех потребителей к подстанции, фидеру, КТП для верного формирования «пофидерных балансов». В дальнейшем был произведен анализ этих действий на проблемных фидерах для демонстрации эффективности и целесообразности установки приборов учёта.

Для полноты картины ниже представлен анализ на основе ведомостей Энергосбыта и данных, снятых новыми ИПУ на одном из фидеров «Ф-3 ПТФ Кугеси» ПС 110 кВ «Бройлерная» Чебоксарского ЭТК за апрель 2020 г. (см. табл. 7) [64].

Таблица 7 – Сводный баланс электроэнергии по фидеру «Ф-3 ПТФ Кугеси» подстанции 110 кВ «Бройлерная» Чебоксарского ЭТК ПАО «МРСК-Волги» – «Чувашэнерго» за апрель 2020 г.

Сводный баланс	Отпуск электро-энергии, кВт·ч	Потери общие		Технические потери		Коммерческие потери	
		%	кВт·ч	%	кВт·ч	%	кВт·ч
Данные по ведомостям Энергосбыта	98 563	16,32	16 085	5,52	5 441	10,8	10 644
Данные после установки новых приборов учета электроэнергии с АИИСКУЭ	108 572	5,54	6 076	5,01	5 441	0,58	635

В таблице 7 сформирован сводный «баланс» по трансформаторным подстанциям 10 кВ по одному из фидеров подстанции 110/10 кВ «Бройлерная». Здесь показано поступление электрической энергии в сеть, полезный отпуск, коммерческие и технические потери, рассчитанные в программном комплексе «РАП-Стандарт» по ведомостям Энергосбыта, и тот же сводный «баланс» за аналогичный период по данным, представленными после установки новых приборов учета с использованием АСКУЭ [64].

Отметим, что программа «РАП-Стандарт» состоит из шести программ, одна из которых предназначена для расчета технических потерь электроэнергии и их нормативных характеристик в распределительных электрических сетях напряжением 6–10 и 0,38 кВ. В этом программном комплексе используется пятиступенчатая иерархическая структура объектов сетевой компании.

Верхний уровень – это ПЭС, в состав которого входят ЭТК. В свою очередь, в состав ЭТК входят источники питания сетей 6–20 кВ – центры питания, от которых отходят линии (фидеры) 6–20 кВ. Внутри каждого фидера указываются линии 0,38 кВ, отходящие от шин 0,38 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,38 кВ.

Фрагмент изображения программного комплекса «РАП-Стандарт» представлен на рисунке 27.

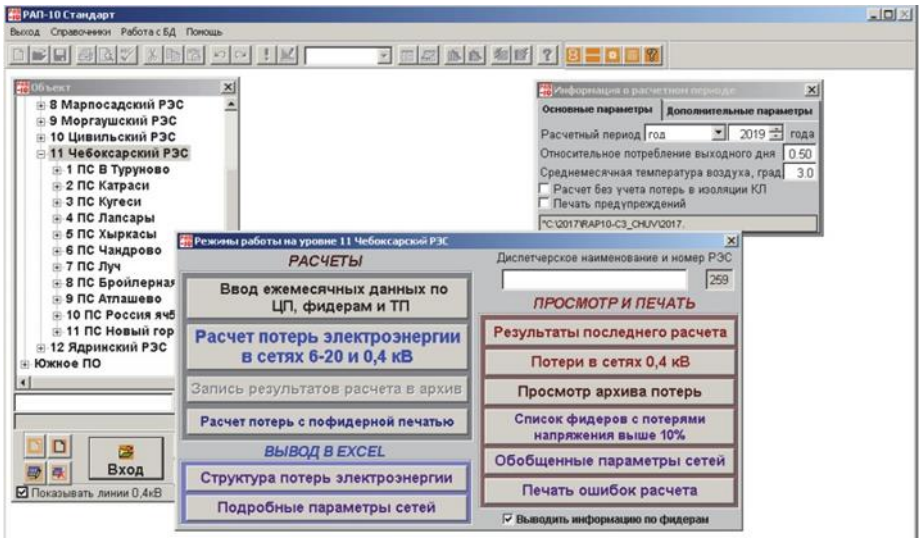


Рисунок 27 – Фрагмент программного комплекса РАП-10

«Из анализа данных вышеуказанных «балансов» видна эффективность установки ИПУ. Полезный отпуск вырос на 10 009 кВт·ч по сравнению с данными, полученными работниками Энергосбытовых компаний. Это составляет чуть более десяти процентов. Такая разница вызвана с выявлением 40 точек учета с бездоговорным потреблением, передачей заниженных показаний счетчиков электрической энергии потребителями, некорректных начислений «норматив на человека» и «среднемесячным потреблением» теми потребителями, которые не передают показания в Энергосбыт, но в то же время потребляют достаточно большой объем электрической энергии» [64].

С повсеместным внедрением ИПУ «баланс» электроэнергии можно производить точечно, что в будущем позволит свести к минимуму коммерческие потери. Проверять работу электросчетчика теперь можно дистанционно. При выходе его из строя информация о неисправности будет передана в ЭТК незамедлительно [64].

Фактические потери на исследуемом фидере сократились с 14% до 5%; коммерческие потери снизились с 7,28% до 0,55%. Снижение потерь связано с включением в полезный отпуск электроэнергии потребителям с бездоговорным потреблением, внедрением новых счетчиков, имеющих класс точности не менее 0,5 и 0,5 s, что позволяет учитывать электроэнергию, которая подается потребителю при загрузке силового трансформатора ниже 5% от его номинального тока.

В связи с тем, что коммерческие потери в СЭС возрастают с наступлением холодов, и имеют различные процентные показатели в зависимости от месяца, то был проведен анализ по сравнению коммерческих потерь с показателем электроэнергии «отпущенной в сеть», на основе чего рассчитана примерная экономия и рентабельность по месяцам для ближайших 9 лет [64]. Экономия за год составила 149 215 кВт·ч. В денежном эквиваленте она равна 501 363 руб.

Рассмотрим положение дел в АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети. Здесь расчет и анализ фактических объемов полезного отпуска и потерь электроэнергии производятся в модуле «Балансы+» программного комплекса «Информационная система «Электроснабжение»» (ПК ИСЭ). Расчет производится ежемесячно на уровне ЭТК, ПС, по фидерам 6(10) кВ и КТП. При этом рассчитываются технические потери мощности, электроэнергии и мощности во всех сетях и ВО, нормативные расходы электроэнергии для собственных нужд подстанций и потери, обусловленные инструментальными ошибками приборов учетной службы филиала АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети, проводятся в программном комплексе РТП-31. Здесь же производятся расчеты нормативных характеристик потерь электроэнергии и нормативов потерь, включаемых в тарифы на электроэнергию. В модуле «Балансы+» ПК ИСЭ собираются данные по фактическому отпуску электроэнергии в сеть и полезному отпуску за текущий расчетный период, рассчитываются фактически сложившиеся потери электроэнергии за этот период, производится сравнение с нормативными потерями. Каждый ЭТК применяет оба программных комплекса: РТП-3 – для расчета технических потерь, «Балансы+» – для расчета фактических потерь. Информация с объемами полезного отпуска по каждому центру питания сводится в автоматическом режиме из биллинговых систем.

Общий вид интерфейса модуля «Балансы+» представлен на рисунке 28.

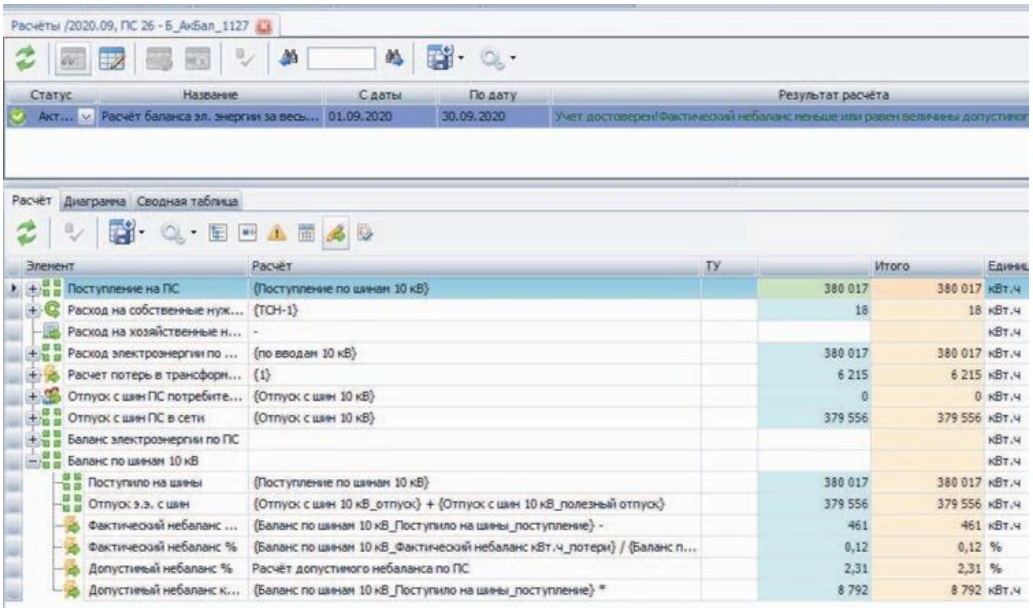


Рисунок 28 – Общий вид интерфейса модуля «Балансы+»

В связи с тем, что в Верхнеуслонском районе Республики Татарстан ежегодно не выполнялся норматив потерь электрической энергии (потери за год составляли до 20%, а за 8 месяцев 2018 г. они были на уровне 14,26%), было принято решение об установке ИПУ именно в данном районе электрических сетей. С апреля 2019 г. началась работа по установке таких

приборов учета. За период с апреля по август было установлено и принято в расчет 1787 приборов учета. В течение этого времени потери электроэнергии снизились на 807,7 тыс. кВт·ч, или на 20,73%.

Значения полезного отпуска, потерь электрической энергии населенных пунктов Верхнеуслонского района АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети за 2019–2020 гг. приведены в таблице 8, с указанием выборочного количества установленных интеллектуальных и обычных приборов учёта за рассматриваемый период.

Таблица 8 – Сравнительный анализ по полезному отпуску и потерям электрической энергии за 5 последних лет по Верхнеуслонскому району

Показатели		Период				
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Полезный отпуск, тыс. кВт·ч		87 334,7	87 723,7	91 172,4	99003,0	111328,4
Потери, тыс. кВт·ч		16 778,63	14518,04	10812,86	9382,68	9238,37
Потери, %		16,12	14,20	10,60	8,66	7,66
Приборов учета, шт.		13 927	14160	14519	14816	15084
Из них	интеллектуальных	0	2501	7842	10974	12744
	других типов	13927	11659	6677	3842	2340
Удельные потери на один прибор учёта, кВт·ч		1204	1025	744	650	612

Потери в процентном отношении получены по формуле:

$$\left(\frac{W_1}{(W_1 + W_2)}\right) * 100\%$$

где W_1 – потери; W_2 – полезный отпуск.

Сравнивая показатели работы Верхнеуслонского района за последние 5 лет видим, что при увеличении полезного отпуска в сеть с 87 334,7 в 2018 году до 111 328,35 тыс. кВт·ч в 2022 году потери снизились за весь наблюдаемый период с 16 778,63 до 9 238,37 тыс. кВт·ч. В процентном отношении потери снизились с 16,12 до 7,66 % соответственно. При этом можно определить динамику снижения потерь в отношении 1 измерительного прибора учета за 5 лет почти в 2 раза, получаемую путем увеличения количества интеллектуальных счетчиков.

По состоянию на конец 2022 г. в указанном районе установлено 12744 измерительных приборов учета электрической энергии. Потери электроэнергии снизились на 7540,26 тыс. кВт·ч, то есть более чем на 40%.

Удельные потери на один счетчик электрической энергии за три последних года снизились с 744 до 612 кВт·ч, что доказывает эффективность установки измерительных приборов учета электрической энергии. В случае повсеместной их установки можно ожидать не более 7% потерь в электрических сетях. График снижения потерь электроэнергии по населённым пунктам Верхнеуслонского района Буинских электрических сетей после выборочной установки ИПУ электроэнергии отображён на рисунке 29.

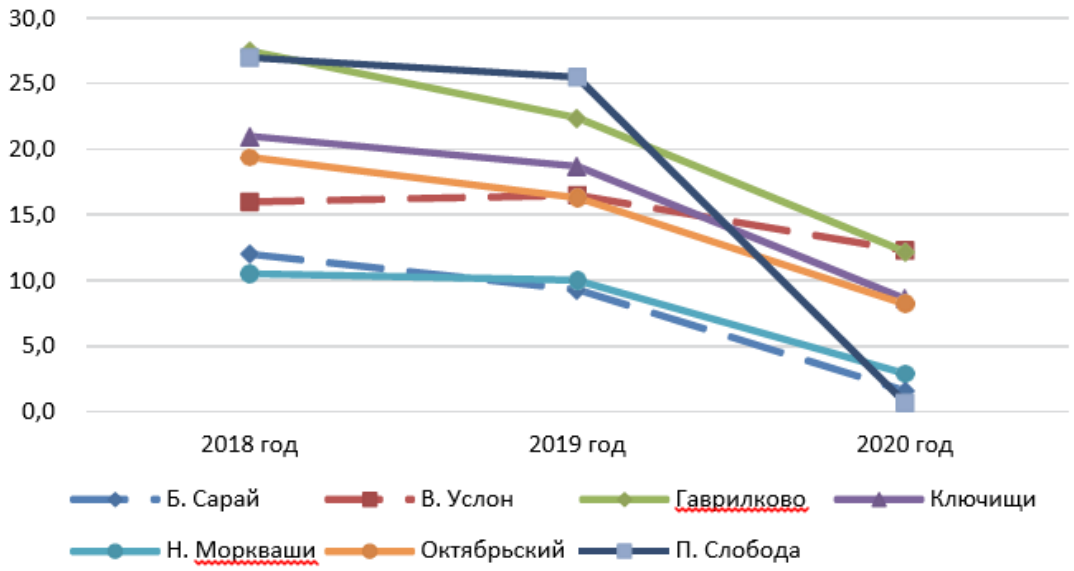


Рисунок 29 – Динамика снижения потерь электроэнергии по населённым пунктам, где установлены ИПУ электроэнергии, %

По состоянию на август 2020 г. в районе установлено 6694 ИПУ. Потери по сравнению с таковыми за аналогичный период 2019 г. снизились на 1600 тыс. кВт·ч, или на 2,2%.

Если сравнить эти потери с показателями за последние два года, то они снизились на 2301,6 тыс. кВт·ч, или на 3,1%. Удельные потери на один электросчетчик за три последних года снизились с 646 до 482 кВт·ч, что доказывает эффективность установки ИПУ.

Динамику снижения потерь электроэнергии этого населённого пункта за восемь месяцев наблюдений демонстрирует таблице 9.

Таблица 9– Динамика снижения потерь электроэнергии по населенным пунктам Верхнеуслонского района

Населенные пункты	8 месяцев 2019 г.			8 месяцев 2020 г.			Количество приборов учета		
	Полезный отпуск, кВт·ч	Потери тыс. кВт·ч	Потери, %	Полез-ный отпуск, кВт·ч	Поте-ри,тыс. кВт·ч	Поте-ри, %	Всего	Интеллекту-альный учет	%
Б. Сарай	440,3	45,1	9,3	396,3	6,5	1,6	181	141	77,9
В. Услон	6 988,4	1 375,9	16,5	6 909,4	968,3	12,3	2 918	845	29,0
Гаврилково	484,7	140,1	22,4	565,1	78,6	12,2	164	57	34,8
Ключищи	1 024,7	235,4	18,7	1 191,1	112,7	8,6	522	317	60,7
Н. Моркваши	4 449,5	496,0	10,0	4 794,9	144,3	2,9	809	354	43,8
Октябрьский	469,3	91,1	16,3	466,1	41,5	8,2	206	125	60,7
П. Слобода	103,6	35,4	25,5	121,8	0,9	0,7	87	70	80,5
Всего	13 960,5	2 419,0	14,8	14 444,7	1 352,8	8,6	4 887	1 909	39,1

В таблице 10 приведены значения потерь электроэнергии в АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети по месяцам за 2020 год.

Таблица 10 – Значения потерь электроэнергии по месяцам за 2020 год

Месяц	Получено в сеть 0,4-10 кВ, кВт·ч	Полезный отпуск, кВт·ч	Потери фактические	
			кВт·ч	%
Январь	9 700 265	8 167 259	1 533 006	15,8
Февраль	8 799 970	7 453 134	1 346 836	15,3
Март	8 334 464	6 860 159	1 474 305	17,7
Апрель	8 197 533	6 551 399	1 646 134	20,1
Май	8 735 294	7 939 693	795 601	9,1
Июнь	7 544 915	7 410 808	134 107	1,8
Июль	7 625 718	7 525 580	100 138	1,3
Август	7 612 632	7 200 129	412 503	5,4

Автоматизация учета электрической энергии решает проблему с занижением полезного отпуска электроэнергии потребителями. Полученные дистанционно показания приборов учета из программного комплекса «Пирамида 2.0» (ПК «Пирамида 2.0») в конце каждого расчетного периода (месяца) интегрируются в программный комплекс «Энергобиллинг», что исключает возможность искажения количества потребленной электроэнергии со стороны потребителей. Ежемесячный дистанционный съем показаний исключает проблемы несоответствия дат снятия показаний электросчетчиков, а также сезонности платежей потребителей, проживающих в садовых обществах.

В связи с тем, что ИПУ устанавливаются на границе балансовой принадлежности в щитах учета и данные счетчики реагируют на вскрытие клеммной крышки или корпуса путем оповещения в ПК «Пирамида 2.0», хищение электроэнергии путем манипуляций со счетчиком (безучетное потребление) для потребителей становится проблематичным. Особенно наглядно это видно по динамике снижения количества случаев безучетного потребления электроэнергии по сравнению с таковыми за аналогичные периоды прошлых лет. Если за 8 месяцев 2018 г. персоналом Верхнеуслонского ЭТК было выявлено 8 таких случаев с общей начисленной электроэнергии 26 823 кВт·ч, то за такой же период 2019 г. выявлено два – с общей начисленной электроэнергии – 4522,0 кВт·ч. Случаев безучетного потребления электроэнергии в 2020 г. нет.

Динамика изменения в учете электрических потерь за 2017 – 2021 года приведена на рисунке 30.

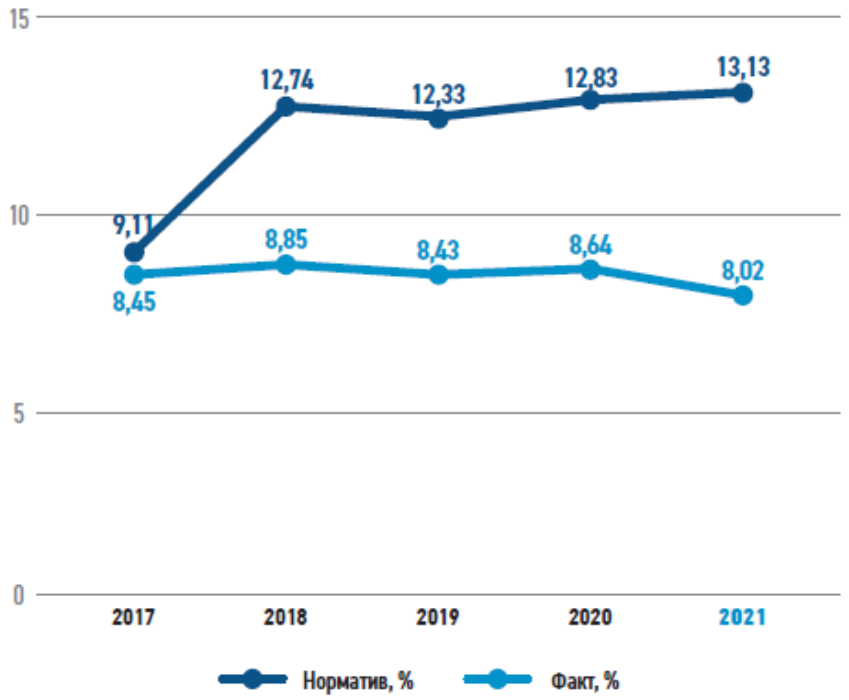


Рисунок 30 – Динамика потерь в ЭТК 0,4–10 кВ филиала «Сетевой Компании» Республики Татарстан

Отчетные потери в распределительной сети 0,4–10 кВ в целом в электрических сетях Республики Татарстан за 2021 год составили 945 млн кВт·ч (8,02%) при плановом значении 1 546 млн кВт·ч (12,83%). При этом экономия составила 601 млн кВт·ч. Относительно аналогичного периода 2020 года потери ЭТК снизились на 73 млн кВт·ч. Выполнение плана организационно-технических мероприятий, направленных на снижение потерь в электрических сетях и совершенствование систем учета энергоресурсов, позволило снизить потери электроэнергии за 2021 год на 20 млн кВт·ч.

3.6 Способ учета потерь электроэнергии при однофазном замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью 6–35 кВ

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) в электрических сетях 6–35 кВ с изолированной нейтралью представляют собой одну из наиболее распространенных предаварийных ситуаций, оказывающих значительное влияние на эксплуатационные и экономические показатели работы энергосистем. В отличие от коротких замыканий в сетях с глухозаземленной нейтралью, такие повреждения не приводят к мгновенному отключению линии, что затрудняет их своевременное обнаружение и учет потерь электроэнергии, связанный с этим процессом.

Поскольку однофазные замыкания сопровождаются протеканием емкостных токов через место повреждения, точный расчет потерь требует учета множества факторов, включая параметры сети, режимы работы оборудования и длительность аварийного состояния.

Актуальность проблемы количественной оценки потерь электроэнергии при ОЗЗ в сетях 6–35 кВ с изолированной нейтралью обусловлена отсутствием в существующих системах коммерческого и технического учёта методик для их прямого и точного измерения.

Традиционные системы учёта фиксируют потери в целом, не выделяя и не детализируя ту их часть, которая возникает исключительно во время аварийных режимов, связанных с замыканиями. Это приводит к искажению реальной картины потерь, затрудняет планирование мероприятий по их снижению и не позволяет объективно оценивать эффективность работы компенсирующих устройств, таких как дугогасящие реакторы (ДГР). Существующие методы либо игнорируют данный вид потерь, относя их к категории неподдающихся точному расчёту, либо используют усреднённые оценочные показатели, не отражающие реальные процессы в сети при каждом конкретном повреждении. В частности, существующие подходы часто не учитывают динамику изменения параметров замыкания, влияние реактивной составляющей мощности и временные характеристики процесса. Это приводит к заниженным или завышенным оценкам потерь, что, в свою очередь, отражается на качестве управления энергосистемой, планировании ремонтов и экономических расчетах.

Особую значимость проблема приобретает в условиях роста доли распределенной генерации и интеллектуальных сетей (*Smart Grid*), где требования к точности учета электроэнергии и оперативности реагирования на аварийные ситуации существенно возрастают. Недостаточная достоверность данных о потерях может стать причиной неоптимального распределения нагрузок, увеличения износа оборудования и роста эксплуатационных затрат.

Таким образом, разработка новых, более точных методов учета потерь электроэнергии при ОЗЗ является актуальной научно-практической задачей. Предлагаемый в статье способ, основанный на прямых измерениях тока через ДГР, напряжения в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения и угла сдвига фаз между этими параметрами, позволяет устранить недостатки существующих методик и обеспечить достоверную оценку как активных, так и реактивных потерь. Это открывает новые возможности для повышения эффективности управления распределительными сетями и снижения непроизводительных затрат в электроэнергетике.

Сущность разработанного способа заключается в прямом измерении ключевых параметров, характеризующих процесс протекания тока ОЗЗ через компенсирующее устройство, с последующим вычислением как активной, так и реактивной составляющих потерь энергии.

Для этого предлагается измерять ток, протекающий через ДГР, и напряжение на его выводах, которое определяется через напряжение в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения, установленного на шинах распределительного устройства. Критически важным является одновременное измерение угла сдвига фаз (φ) между векторами этого тока и напряжения, а также точной продолжительности (*t*) каждого случая замыкания. Совокупность этих измеренных параметров позволяет перейти от качественных оценок к точному количественному анализу.

Поставленная задача решается благодаря тому, что учёт электрических потерь при ОЗЗ потерь определяется путём измерения тока, проходящего через дугогасящий реактор, подключённый через нейтралеобразующий трансформатор к ошиновке, напряжения в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения, установленный на шине 6-35 кВ, угла сдвига между этими величинами и временем замыкания с целью определения эффективной работы распределительной сети.

1. Активные потери рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_P = \sum_{i=1}^{n} U_i \cdot I_i \cdot cos\varphi_i \cdot t_i \cdot n_i \qquad (1)$$

2. Реактивные потери рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_Q = \sum_{i=1}^{n} U_i \cdot I_i \cdot sin\varphi_i \cdot t_i \cdot n_i \qquad (2)$$

где U – напряжение на ДГР, равный напряжению на разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения, умноженный на его коэффициент трансформации, В;

I – ток протекающий через ДГР при ОЗЗ, А;

φ – угол сдвига между векторами тока проходящий через ДГР и его напряжением;

t – время протекания тока ОЗЗ, час;

n – количество ОЗЗ.

На рисунке 31 приведена схема для измерения и учёта потерь электрической энергии во время замыкания на землю в распределительных сетях с помощью ДГР, подключённый через нейтралеобразующий трансформатор (НТ) и высоковольтный выключатель (В-ДГР) к ошиновке 6-35 кВ.

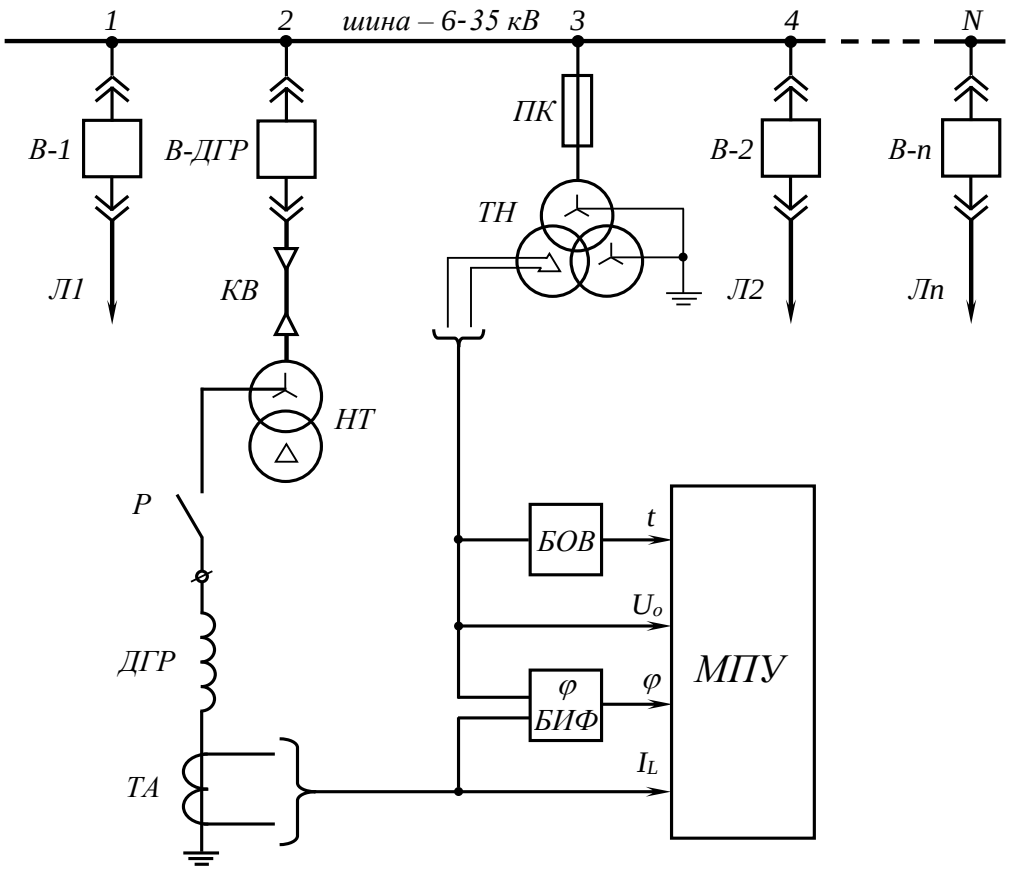


Рисунок 31 – Схема для измерения и учёта потерь электрической энергии в режиме замыкания на землю с помощью ДГР, подключённый через НТ и высоковольтный выключатель (В-ДГР) к ошиновке 6-35 кВ.

На рисунке 31 изображены следующие элементы: В – высоковольтный выключатель; КВ – кабель высоковольтный; ПК – предохранитель; НТ – нейтралеобразующий трансформатор; Р – разъединитель; ДГР – дугогасящий реактор; ТН – трансформатор напряжения; ТТ – трансформатор тока; БОВ – блок отсчёта времени; БИФ – блока измерения угла фаз; МПУ – микропроцессорное устройство.

На шине 6-35 кВ имеются *n* отходящих линий (*Л1, Л2, … Лn)* (соответственно ячейки *1,4…N*). Через высоковольтный выключатель (В-ДГР), кабель *КВ* установлен нейтралеобразующий трансформатор *НТ* (ячейка *3*) и измерительный трансформатор напряжения *ТН* (ячейка *4*). Выключатели «*В-1, В-2*» служат для защиты соответственно отходящих линий *Л1*, *Л2,* предохранитель *ПК* - для защиты *ТН*. На нейтрали *НТ* через разъединитель *Р* установлен *ДГР* и заземлён. Измерительный трансформатор тока *ТА* установлен в цепи *ДГР*.

К обмотке ТН, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» подключены измерительные блоки: блок отсчёта времени (БОВ) и блок измерения угла фаз (БИФ). БОВ служит для отсчёта времени после возникновения ОЗЗ и тока протекания через ДГР, а БИФ измеряет угол сдвига между векторами тока и напряжением ДГР. В микропроцессорном устройстве производится расчёт потерь электроэнергии при ОЗЗ по формулам (1) и (2).

Предложенный способ учета потерь электроэнергии в режиме ОЗЗ обладает рядом существенных преимуществ по сравнению с традиционными подходами, что делает его перспективным для практического применения в современных распределительных сетях 6-35 кВ.

Метод основан на прямых измерениях ключевых параметров: тока через ДГР, напряжения в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения и угла сдвига фаз между ними. Это позволяет учитывать реальные, а не усредненные значения параметров сети в момент замыкания, что существенно повышает достоверность определения как активных, так и реактивных потерь. На указанный метод получен патент, что подтверждено приложением Г.

Для реализации метода не требуется дорогостоящего дополнительного оборудования - используются уже имеющиеся на подстанциях измерительные трансформаторы и устройства учета.

Выводы по 3 главе

1. Благодаря установке 43% интеллектуальных счётчиков от общего количества приборов учета электроэнергии на одном из фидеров подстанции 110 кВ «Бройлерная» Чебоксарского района электрических сетей ПАО «МРСК-Волги» – «Чувашэнерго» за апрель 2020 г. потери в электросетях снижены на 3%.

2. В 2020 г. после установки интеллектуальных приборов учета объёмом 39,1% от общего количества электросчётчиков потери в электрических сетях в Верхнеуслонском ЭТК АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети снижены с 14,8 до 8,6% по сравнению с таковыми за аналогичный период 2019 г.

3. По мере увеличения количества интеллектуальных приборов учета соответственно снижаются потери электрической энергии. В случае повсеместной их установки можно ожидать не более 7% потерь в электрических сетях.

4. Повсеместная установка интеллектуальных приборов учета позволяет производить корректный расчет объема оказанных услуг по передаче электрической энергии.

4 РАБОТЫ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

4.1 Замена силикагеля в воздухоосушительных фильтрах в измерительных трансформаторах электротехнических комплексов 6 – 110 кВ

С *XX* века в России идёт широкомасштабная реконструкция основного и вспомогательного оборудования электрических подстанций и ВЛ. Взамен изношенного и «уставшего» электрооборудования проектируются и монтируются современные электрические аппараты и устройства.

К морально устаревшим устройствам можно отнести следующие: масляные измерительные трансформаторы тока и напряжения, выключатели, герметичные высоковольтные вводы, вентильные разрядники, силовые кабели с бумажно-масляной изоляцией и т.д.

Однако темпы реконструкции объектов электроэнергетики в последние годы резко снизились, и по данной причине на многих электросетевых предприятиях системы энергетики довольно в большом количестве до сих пор эксплуатируется маслонаполненное электрооборудование, в том числе измерительные трансформаторы тока и напряжения 35-110 кВ.

Известно, что устройства преобразования токов и напряжений для устройств релейной защиты и измерений имеют воздухоосушительный фильтр (ВОФ). Он предназначен для очистки от влаги и промышленных загрязнений воздуха, поступающего в расширитель при температурных колебаниях уровня трансформаторного масла.

ВОФ представляет собой наполненный силикагелем цилиндр. В нижней его части помещен масляный затвор, что позволяет работать ему по принципу сообщающихся сосудов. Внешний вид ВОФ приведен на рисунке 32.

Рисунок 32 – Воздухоосушительный фильтр марки ВС-1-1 УХЛ1

Затвор предотвращает свободный доступ воздуха в воздухоосушитель и очищает засасываемый воздух от посторонних примесей. В верхней части цилиндра установлен патрон, заполненный индикаторным силикагелем. Индикаторный силикагель имеет свойство, что по мере увлажнения он меняет свою окраску с голубой на розовую. Патрон имеет смотровое отверстие, который закрыт стеклянным диском. На ПС Буинских электрических сетях установлено 270 маслонаполненных измерительных трансформаторов на класс напряжения 35-110 кВ. В процессе эксплуатации этих устройств выявляются дефекты, влияющие на надежность работы, срок их эксплуатации.

В филиале АО «Сетевая Компания» Буинские электрические сети разработана специальная форма для проведения анализа причин появления дефектов. Она формируется из электронного журнала дефектов электрооборудования подстанций после внесения информации о неисправностях и отклонениях от нормального режима работы оперативным и оперативно-ремонтным персоналом, который был внедрен в 2015 году в процессе работы эталонного участка службы подстанций. На основании результатов проведенного анализа формируются данные этих дефектов.

Сравнительный анализ по дефекту в виде увлажнения силикагеля в воздухоосушительных фильтрах за последние 5 лет показывает, что частота увлажнения силикагеля в ВОФ составляет 35 - 40 штук в год. Значения количества измерительных трансформаторов 35-110 кВ, где выявлены увлажнение силикагеля в течение 2015 по 2019 годы приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Количество измерительных трансформаторов 35-110 кВ, где выявлены увлажнение силикагеля в течение 2015 по 2019 годы

Годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Количество измерительных трансформаторов 35-110 кВ	41	32	38	36	39	32	38	36

К примеру, за 2020 год было зафиксировано 56 дефектов, связанных с увлажнением и последующей заменой силикагеля. Из них 38 единиц оборудования требуют вывода в ремонт оборудования, для чего необходимо выполнение мероприятий по подаче, рассмотрению и согласованию заявок на отключение согласно регламенту с центром управления сетями за два месяца до начала производства работ. В большинстве случаев эта процедура для предприятия сулит немалых хлопот из-за сложности переключения подстанционного оборудования. Для этого требуется рассредоточение оперативно-ремонтного персонала на ПС с привлечением большого количества персонала групп подстанций, а также персонала ОВБ ЭТК. К трудозатратам работников оперативно-ремонтного персонала для производства необходимых переключений, можно добавить еще и транспортные расходы для перевозки персонала.

Чтобы сократить время на оформление заявки на вывод в ремонт, производство оперативных переключений, подготовку рабочего места, в Буинских электрических сетях проведение замены силикагеля производится без вывода в ремонт маслонаполненного электрооборудования [24,25,60]. Замена силикагеля на маслонаполненном электрооборудовании под рабочим напряжением осуществляется с помощью применения оперативной штанги со специальным устройством съема и установки ВОФ.

Устройство, с помощью которого производится выполнение этой работы представлено на рисунке 33.

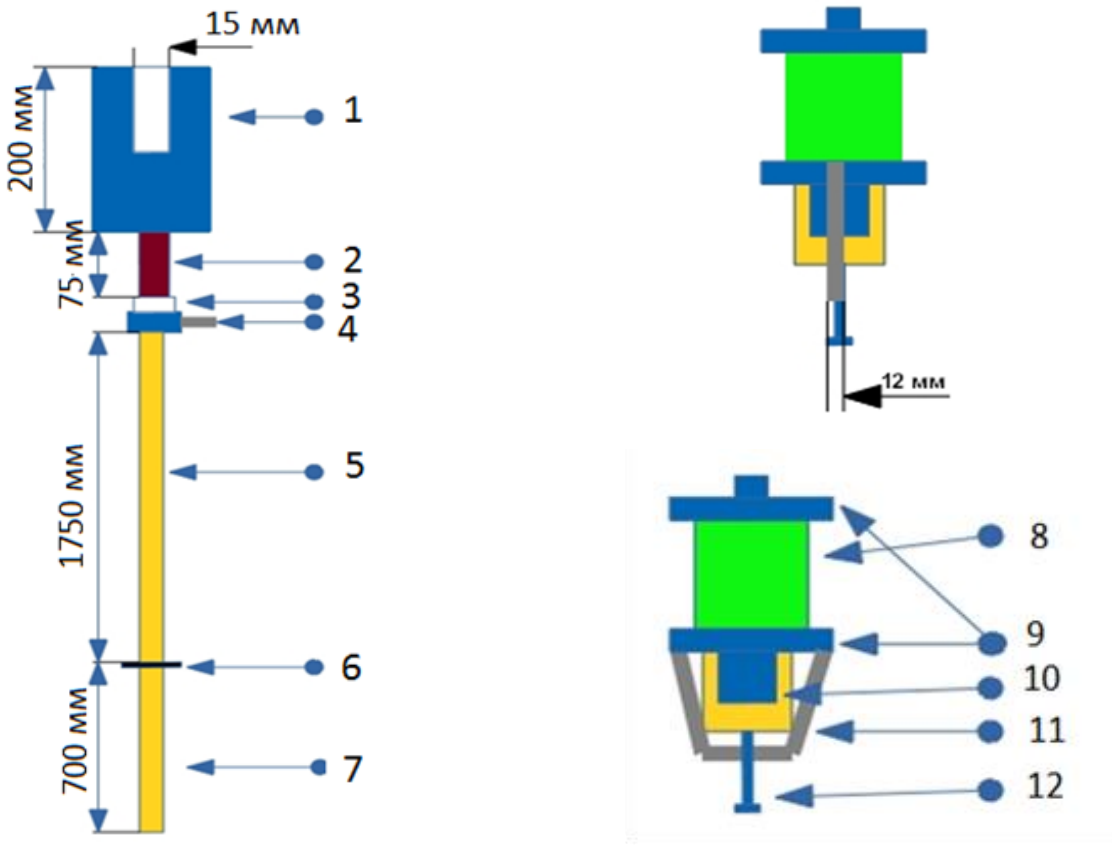


Рисунок 33 – Устройство для осуществления съёма и установки воздухоосушительного фильтра марки ВС-1-1 УХЛ1 с помощью оперативной штанги, где 1 – Металлический цилиндр; 2 – Труба с нарезной резьбой на 25 мм, 3 – Контргайка, 4 – Заводской наконечник штанги 220 кВ с внутренней резьбой на 25 мм;

5 – Оперативная штанга 220 кВ; – Ограничительное кольцо; 7 – Рукоять штанги;

6 8 – Стеклянный цилиндр воздухосушительного фильтра; 9 – Основание фильтра; 10 – Стакан для масляного затвора; 11 – Скоба для фиксации

Устройство для осуществления съёма и установки воздухоосушительного фильтра является разработкой филиала «Сетевой Компании» Буинских ЭТК, позволившей

минимизировать время на проведение работ по замене силикагеля в ВОФ трансформаторов тока и напряжения.

Для выполнения замены силикагеля также требуются диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, ковры и съёмник для воздухоосушительного фильтра. Последний прикручивается резьбовым соединением в штангу 220 кВ (у которого на наконечнике есть уже заводская резьба) и фиксируется с помощью контргайки.

Общий вид устройства, с помощью которого осуществляется замена воздухоосушительного фильтра на маслонаполненном электрооборудовании представлен на рисунке 34.

Рисунок 34 – Общий вид устройства для замены воздухоосушительного фильтра

Разработка и внедрение данного проекта в текущей эксплуатации, при планированиях отключения измерительных трансформаторов для ремонтных мероприятий позволит уменьшить затраты на эксплуатацию оборудования и производстве оперативных переключений, а также повысить показатели надежности работы на объекте электроэнергетики.

4.2 Применение системы «байпас» на воздушных линиях 6 – 10 кВ

С внедрением методов производства работ под напряжением (ПРПН) в АО «Сетевая компания» Республики Татарстан стало доступно локальное производство практически любого вида работ без вывода электроустановки в ремонт [65,116]. Однако время не стоит на месте и возникает потребность в комплексном производстве работ на участках ВЛ без отключения потребителей. До текущего времени такие решения применялись за рубежом, в частности в Китае, Корее и Японии [59, 60,62, 65].

Для выполнения комплекса работ по восстановлению или реконструкции части ВЛ 6-10 кВ и электрооборудования, находящегося на этом присоединении, необходимо на время этой реконструкции создать обходной участок линии и осуществить электроснабжение потребителей по ней. Затем, после восстановления старой линии электропередачи с последующим включением её под нагрузку, убрать эту «байпасную» линию.

Комплексная система байпас, разработанная для выполнения этой задачи в АО «Сетевая компания» отличается от зарубежных аналогов универсальностью и не зависит от автотранспорта, так как оборудование системы «байпас» не является стационарной частью конструкции комбинированного транспортного средства и не зависит от технического состояния автомобиля, исправности приводов и механизмов. Система собрана с помощью двух контейнеров (основным и дополнительным), которые возможно транспортировать с помощью различных транспортных средств. Они оснащены устройствами для смотки и размотки кабелей, системой освещения, охранного видеонаблюдения и автономного питания. В состав оборудования входят вакуумные выключатели, гибкий кабель, быстроразъемные соединительные муфты и вспомогательная оснастка. Для транспортировки и размещения на объекте этого комплекса в период производства работ данное решение позволяет применять любую специализированную технику с соответствующей грузоподъемностью и габаритами.

Комплексная система байпас позволяет единовременно выполнять разные виды работ на участке протяженностью до 500 метров ВЛ, КЛ 10 кВ с нагрузкой до 200 А, увеличивая безопасность и снижая трудоемкость процесса без прекращения электроснабжения потребителей.

Данная система позволяет осуществлять неограниченный комплекс работ с одновременной заменой всех элементов ВЛ. Сюда можно включить такие работы как замена опор, траверс, колпачков, изоляторов, вязок, секционирующих устройств, проводов до 500 м. и т.д.

Ниже приводится перечень технологических операций при замене опор:

– организационно-подготовительные мероприятия;

– раскрепление опоры;

– демонтаж вязок с изоляторов ВЛ;

– демонтаж опоры;

– разработка котлована для вновь устанавливаемой опоры;

– установка на новую опору траверсы и изоляторов;

– установка опоры в котлован;

– закрепление провода к изоляторам.

Замена траверс, колпачков, изоляторов, вязок включает следующие технологические операции: организационно-подготовительные мероприятия, поочередный демонтаж вязок с заменой дефектных элементов арматуры, закрепление провода к изоляторам.

При замене секционирующих устройств (СУ), таких как разъединители типа РЛНД, выключателей нагрузки, автоматических высоковольтных разъединителей (РВА) необходимо выполнить следующие виды работ:

– организационно-подготовительные мероприятия;

– демонтаж, монтаж дефектного СУ с последующей её ошиновкой;

– проверка работоспособности и опробование управления коммутационными аппаратами (ручное, дистанционное управление).

Работа по замене проводов до 500 метров, включая сложные участки сети, состоит из следующих технологических этапов:

– организационно-подготовительные мероприятия;

– демонтаж вязок с изоляторов ВЛ;

– демонтаж старого провода;

– спуск старого провода;

– раскатка нового провода;

– подъем нового провода;

– натяжка и фиксация нового провода к изоляторам.

Разработан алгоритм проведения данного вида работы под напряжением, суть основных моментов которого изложен ниже [57].

1. По прибытию к ремонтируемой ВЛ бригада работников из числа электротехнического персонала производит обследование участка на предмет возможности проведения работ. При этом производится визуальный осмотр состояния опор, проводов и линейной арматуры на отсутствие дефектов. Только после этого принимается решения о возможности безопасного проведения работ, оформляется наряд-допуск. Зона проведения

производственных операций ограждается, устанавливаются модульные здания с оборудованием системы «байпас».

2. Перед началом процесса подключения к сети под напряжение, оголённые участки ВЛ изолируют. Для этого применяют средства коллективной защиты соответствующего класса. После полной изоляции оголённых участков на струбцинах временной траверсы фиксируют кабельные выводы системы «байпас» длиной 15 м.

3. Поднимают выводы кабелей на вершину опоры с помощью бесконечного каната. По завершению процесса фиксации кабельных выводов систему «байпас» подключают к ВЛ, путём применения изолированных струбцин, соблюдая чередование фаз.

4. В пролете опор до и после места присоединения обводного участка системы «байпас» на каждую фазу устанавливаются однополюсные разъединители. Они предназначены для создания разрыва на участке ВЛ, выводимой в ремонт. Разъединители устанавливают с помощью системы зажимов типа «лягушка» для натяжения проводов по 2 штуки на каждый разъединитель. Включение в сеть производится с помощью изолированной штанги, имеющей захватный механизм.

5. Со стороны потребителя производится установка монтажных зажимов на каждую из фаз. Монтажные зажимы фиксируются при помощи ременной лебёдки к опоре или траверсе опоры.

6. После полного подключения всей системы «байпас», перед подачей напряжения на неё, проверяют правильность подключения фаз, надёжность фиксации и подключения кабелей.

7. Перед отключением действующей линии включают систему «байпас» путём включения её под нагрузку с помощью вакуумного выключателя. На данном отрезке времени питание нагрузки будет осуществляться по двум параллельным линиям.

8. После подачи по параллельным линиям напряжения и проверки правильности работы системы, ремонтируемый участок ВЛ отключается от сети и выводится в ремонт. Для отключения линии применяется механизм храпового типа. С этого момента потребители получают электрическую энергию от собранной системы «байпас».

9. По завершению производства работ система «байпас» выводится из схемы в обратной последовательности. Восстановление провода выполняется с применением соединительных зажимов и требований правил нормативно-технических документаций (НТД).

Блок-схема алгоритма проведения работ на ВЛ с помощью системы «байпас» приведена на рисунке 35.

Система байпас также предполагает работы на КЛ (замена кабельного участка, замена муфт, выполнение ответвлений), реконструкцию ВЛ, КЛ-10 кВ с изменением трассы и

организация рабочих мест с выводом любого участка ВЛ для допуска персонала, не обученного методам ПРПН.

Монтаж комплексной системы байпас подразумевает:

– установку вакуумных выключателей на опорах в начале и конце обводного участка;

– пофазную раскладку кабельных участков на защитной подложке по временной трассе обводного участка кабельной системы, и соединения их с помощью быстроразъемных муфт между собой;

– подъем и фиксацию кабельных перемычек на опору с последующим присоединением к токоведущим проводам магистрали ВЛ-10 кВ.

После проверки собранной схемы, последовательным включением вакуумных выключателей, подается напряжение на обводную КЛ, развернутую на время обслуживания основной магистрали ВЛ-10 кВ.

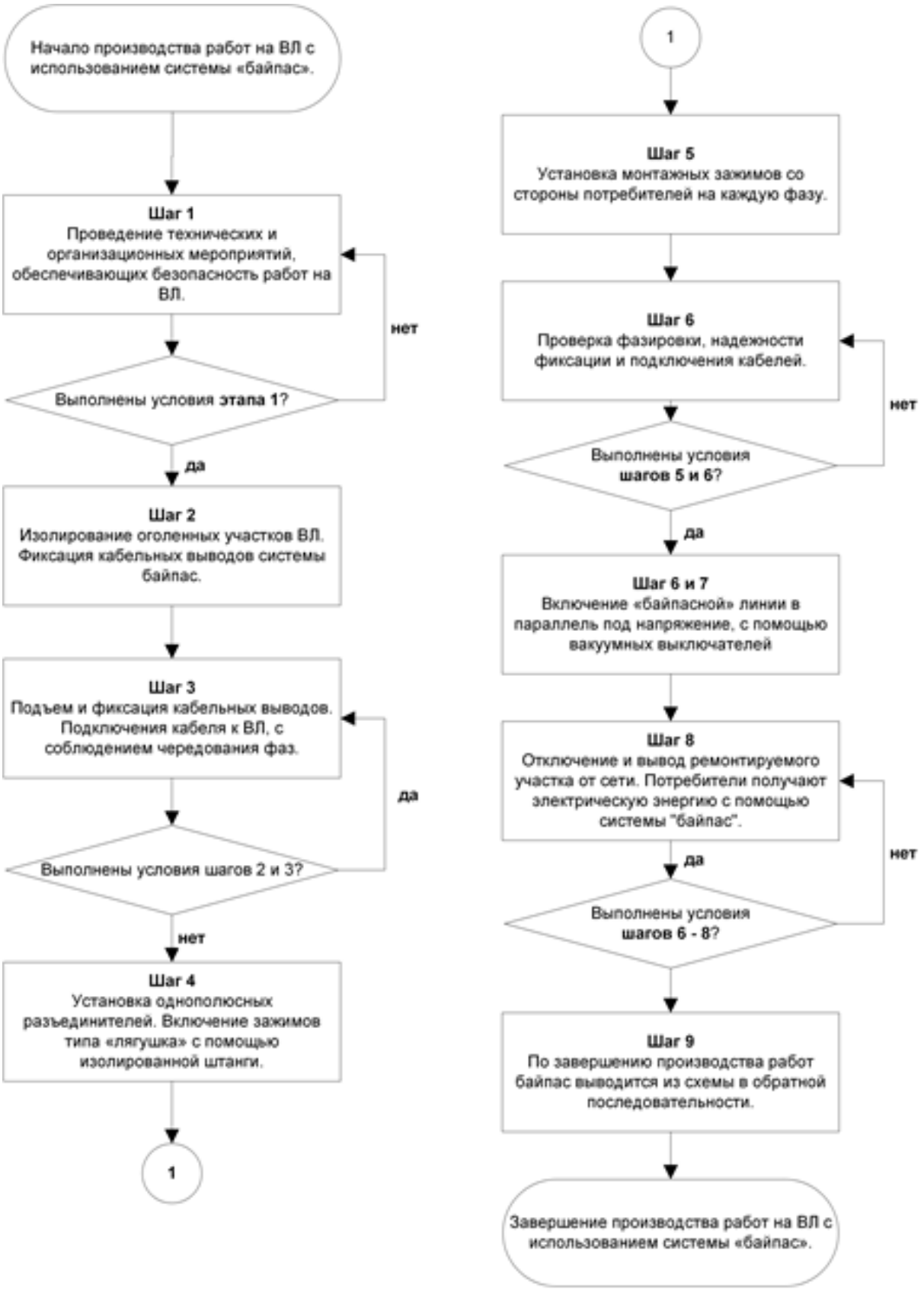


Рисунок 35 – Блок-схема алгоритма проведения работ на ВЛ с помощью системы «байпас»

Основное модульное здание, изображение которого приведено на рисунке 36, поставляется со всеми комплектующими изделиями для работы на линии длиной до 250 м., и вес

6 тонн, и транспортируется в кузове манипулятора. Дополнительное модульное здание имеет вес 3 тонны и транспортируется на прицепе от дизель-генераторной установки (ДГУ).

Заметим, что дополнительное модульное здание необходимо в тех случаях, когда следует увеличить длину пролёта выводимой в ремонт линии до 500 м.

Рисунок 36 – Слева направо – дополнительное и основное модульные здания

В системе байпас использованы кабель и муфты (корейского производства *YeonHab*). В ней используются быстроразъемные соединительные муфты, гибкий медный кабель сечением 60 мм^2, рассчитанный на ток до 200А и до 5000 циклов намотки и размотки на барабан. Удельный вес кабеля составляет 2,0 кг. на один погонный метр и наматывается на катушки с электроприводом (мощность двигателей – 2,2 кВт). Питание катушек производится при помощи бензогенератора, выдающего напряжение 380 В, мощностью 13 кВт.

Схема подключения байпас с ответвлением от ВЛ приведена на рисунке 37.

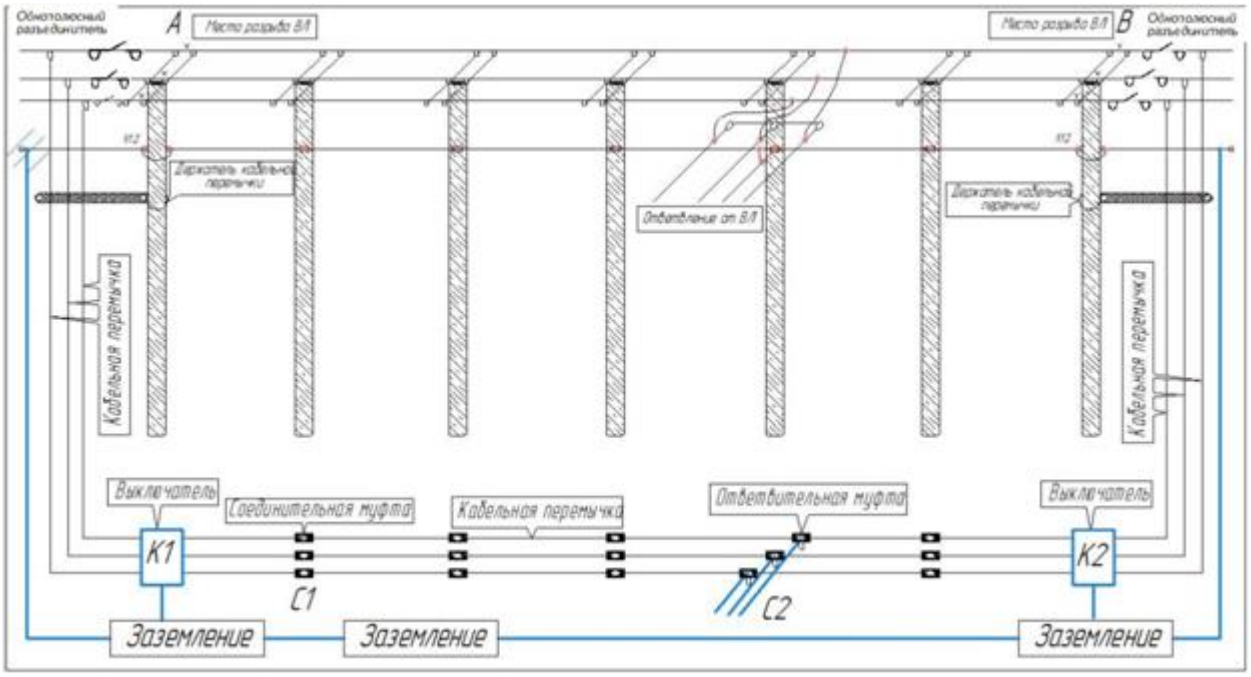


Рисунок 37 – Схема подключения байпас на воздушной линии с ответвлением

В состав здания входят автономное освещение и видеонаблюдение, укомплектованное источником бесперебойного питания. В качестве коммутационных устройств использованы вакуумные выключатели производства компании «Таврида-Электрик», типа *BB/TEL*-10.

В отдельном отсеке основного модульного здания хранятся комплектующие изделия. К ним относятся: соединительные и ответвительные муфты, временная опора кабельной перемычки, изолированные струбцины, рулоны защитной подложки из брезентовой ткани, кабельные капы, дорожные знаки, сигнальная цепь, металлические штыри, однополюсные разъединители, монтажные зажимы и др.

В перечень дополнительных комплектующих изделий, необходимых для работы по системе байпас, входят: комплект строп для погрузки и разгрузки модульных зданий, бесконечный канат, изоляционные покрывала, изолированная штанга с захватным механизмом, ременная лебёдка, перчатки диэлектрические, противопотные и кожаные покрывала для раскладки инструмента и др.

Кабельные выводы для каждой фазы используются в виде отдельных одножильных гибких кабелей с мягкой изоляцией, сечением 60 мм^2. Внешний вид кабельных выводов приведен на рисунке 38. Протяжённость кабельного вывода для присоединения высоковольтного выключателя, закрепленного на опоре к проводам ВЛ-10 кВ, составляет 15 метров. Длина кабельного вывода для присоединения к выключателю кабеля системы, находящегося на земле, составляет 10 метров для каждой жилы.

Рисунок 38 – Кабельный вывод

На концах кабельных выводов устанавливается муфта с одной стороны, для присоединения к выключателю, и изолированная струбцина с другой стороны с цветовым обозначением фаз (желтый, зеленый, красный) для присоединения к проводам ВЛ-10. Внешний вид соединительных муфт приведен на рисунке 39.

Муфта соединительная
YeonHab PLZJ-200

Муфта ответвительная
YeonHab PLTJ-200

Рисунок 39 – Соединительные муфты

Кабельные выводы выдерживают не менее 5000 циклов намотки-размотки на барабан с радиусом, равным десятикратному диаметру кабеля.

Изолированные струбцины, внешний вид которых приведен на рисунке 40, необходимы для присоединения кабельной перемычки к проводам ВЛ 6-10 кВ с изолированным фланцем. Они обеспечивают надежный контакт соединений кабелей. Струбцины устанавливаются на концы каждой кабельной перемычки и предназначены для соединения выключателя с проводами ВЛ (9

шт.). Струбцины и наконечники должны быть съемными, в случае если потребуется замена дефектного зажима.

Рисунок 40 – Изолированная струбцина

Временная опора кабельной перемычки выполнена из токонепроводящего материала и обеспечивает быстрое и надежное крепление за счет стягивания ремня крепления груза при разном диаметре деревянных и железобетонных опор ВЛ 6-10 кВ. Кабельные зажимы устанавливаются на стойке и обеспечивают надежную фиксацию кабельной перемычки. Необходимое количество – 3 комплекта. Чтобы крепить выключатель к телу опоры следует использовать стяжные ремни. Устройство временной опоры кабельной перемычки изображено на рисунке 41.

Рисунок 41 – Временная опора кабельной перемычки

На корпусе выключателя предусматриваются технологические проушины. Они необходимы для фиксации двух комплектов ремней. Высота крепления должна быть не выше двух метров от уровня земли. Высоковольтный выключатель следует заземлить. Заземление выполняется путём установки заземляющего штыря в грунт с последующим подключением к нему проводника от корпуса выключателя, как показано на рисунке 42.

Рисунок 42 – Переносное устройство заземления

Силовой кабель системы байпас имеет немалый вес. Для предотвращения свисания кабеля его устанавливают на временную траверсу с фиксирующими струбцинами. Сама траверса крепится к телу опоры с помощью стяжных ремней, внешний вид которых приведен на рисунке 43, с люльки автомобильного гидравлического подъемника с изолированным звеном (АГПИ) на расстоянии не менее 1 м от изоляторов и проводов ВЛ. Для удобства затягивания, вместо обычного пружинного замка, предусмотрен храповый механизм. На вершину опоры траверсу поднимают при помощи бесконечного каната.

Рисунок 43 – Ремень крепления

Перед началом процесса подключения к сети под напряжение, оголённые участки ВЛ следует изолировать. Для этого применяют средства коллективной защиты соответствующего класса защиты. После полной изоляции оголённых участков на струбцинах временной траверсы фиксируют кабельные выводы типа «*YeonHab PL60 YL-15*» системы байпас длиной 15 м.

Выводы кабелей на вершину опоры поднимают с помощью бесконечного каната. По завершению процесса фиксации кабельных выводов систему байпас подключают к ВЛ, путём применения изолированных струбцин, соблюдая чередование фаз.

В пролете опор до и после места присоединения обводного участка системы байпас на каждую фазу устанавливаются однополюсные разъединители типа «*Chance C4001907*». Они предназначены для создания разрыва на участке ВЛ, выводимой в ремонт. Разъединители устанавливают с помощью системы зажимов «лягушка» для натяжения проводов, например,

СТ105.70 (16-70 мм^2) по 2 шт. на каждый разъединитель. Зажим «лягушка» и однополюсный разъединитель показаны на рисунке 44.

Рисунок 44 – Зажим «лягушка» и однополюсный разъединитель

Его включение в сеть производится с помощью штанги. Штанга изолирована и имеет захватный механизм типа «*Hastings* 8108».

Со стороны потребителя производится установка монтажных зажимов на каждую из фаз. Монтажные зажимы фиксируются при помощи ременной лебёдки «*Lincoln Hoist*» к опоре или траверсе опоры.

После полного подключения всей системы байпас, перед подачей напряжения на неё, необходимо проверить правильность подключения фаз, надёжность фиксации и подключения кабелей. Перед отключением действующей линии следует включить систему байпас путём включения её под нагрузку с помощью вакуумного выключателя. На данном отрезке времени питание нагрузки будет осуществляться по двум параллельным линиям.

Только после подачи по параллельным линиям напряжения, ремонтируемый участок ВЛ отключается от сети, и он выводится в ремонт. Для отключения линии применяется храповый механизм типа «*Hastings* 11-006». Таким образом, на ремонтируемом участке прекращается подача напряжения. С этого момента потребители будут питаться от собранной системы байпас.

При работах на воздушных линиях с защищёнными проводами (ВЛЗ) система байпас подключается аналогичным образом. При этом для минимального нарушения изоляционного слоя струбцины кабельных выводов подключаются к ВЛ через ремонтные прокалывающие зажимы или в зависимости от местных условий к существующим соединениям, выполненные со снятием изоляции.

По завершению производства работ байпас выводится из схемы в обратной последовательности. Восстановление провода выполняется с применением соединительных зажимов и требований правил НТД.

Система байпас не ограничивается в применении на ВЛ. На ЛЭП, выполненной в кабельном исполнении в зависимости от конфигурации, наличия РП, расстояния до близлежащих

ТП, возможно подключение системы байпас через сборные шины распределительного устройства 10 кВ.

Для предохранения кабеля системы при прокладке его на проезжей части автодороги, предусмотрено комплектование и стационарное размещение в блоке системы трехканальными кабельными капами, длиною 10 метров для каждого блока. Размер кабельного канала капы должен соответствовать размеру кабеля системы для его свободного размещения и укладки. Кабельная капа должна выдерживать переезд грузового транспорта весом 40 тонн.

4.3 Алгоритм выполнения работ по замене голого проводника на самонесущий изолированный провод под напряжением на нескольких пролетах воздушной линии 6 – 10кВ

Некоторые виды работ на электроустановках в АО «Сетевая компания» выполняются без снятия напряжения по технологии, предусматривающей проведение организационных и технических мероприятий отдельно для каждой фазы, а также без применения системы «байпас» [14, 57, 100, 116]. Примером такого вида работ является замена провода в анкерном пролете на ВЛ-10 кВ. Использование данной технологии позволяет снизить экономические затраты на производство работ, недопуска электроэнергии потребителям, а также повысить эффективность использования распределительных сетей [23-25, 104,105].

Впервые в нашей стране в сетевой компании Татарстана в сентябре 2021 года был заменен провод под напряжением на трёханкерных пролетах на ВЛ-10 кВ. Впоследствии, в апреле 2022 года произведена замена провода на восьми пролетах. Такая технология в нашей стране является пионерской, поэтому она в настоящее время не нашла широкого распространения в отечественных ЭТК.

Целью этой работы является повышение эффективности эксплуатации ЭТК за счет внедрения работ под напряжением. Традиционные методы производства работ на ВЛ в сельской или городской местности предусматривают полное отключение потребителей. Внедрение методик работ под напряжением позволит снизить время простоя потребителей, а также улучшить иные технико-экономические показатели. Также стоит отметить, что разработанный алгоритм может послужить материалом для повышения осведомленности эксплуатационного, ремонтного и иного электротехнического персонала об одном из новых методов повышения эффективности эксплуатации ЭТК.

Ниже представлен алгоритм выполнения работы по замене голого провода на СИП-3 под напряжением между двумя анкерными пролётами на ВЛ 10 кВ. Здесь приводятся основные этапы этой работы. Все они производятся согласно разработанной и внедренной технологической карте.

Алгоритм приведен в виде блок-схемы, изображенной на рисунке 45.

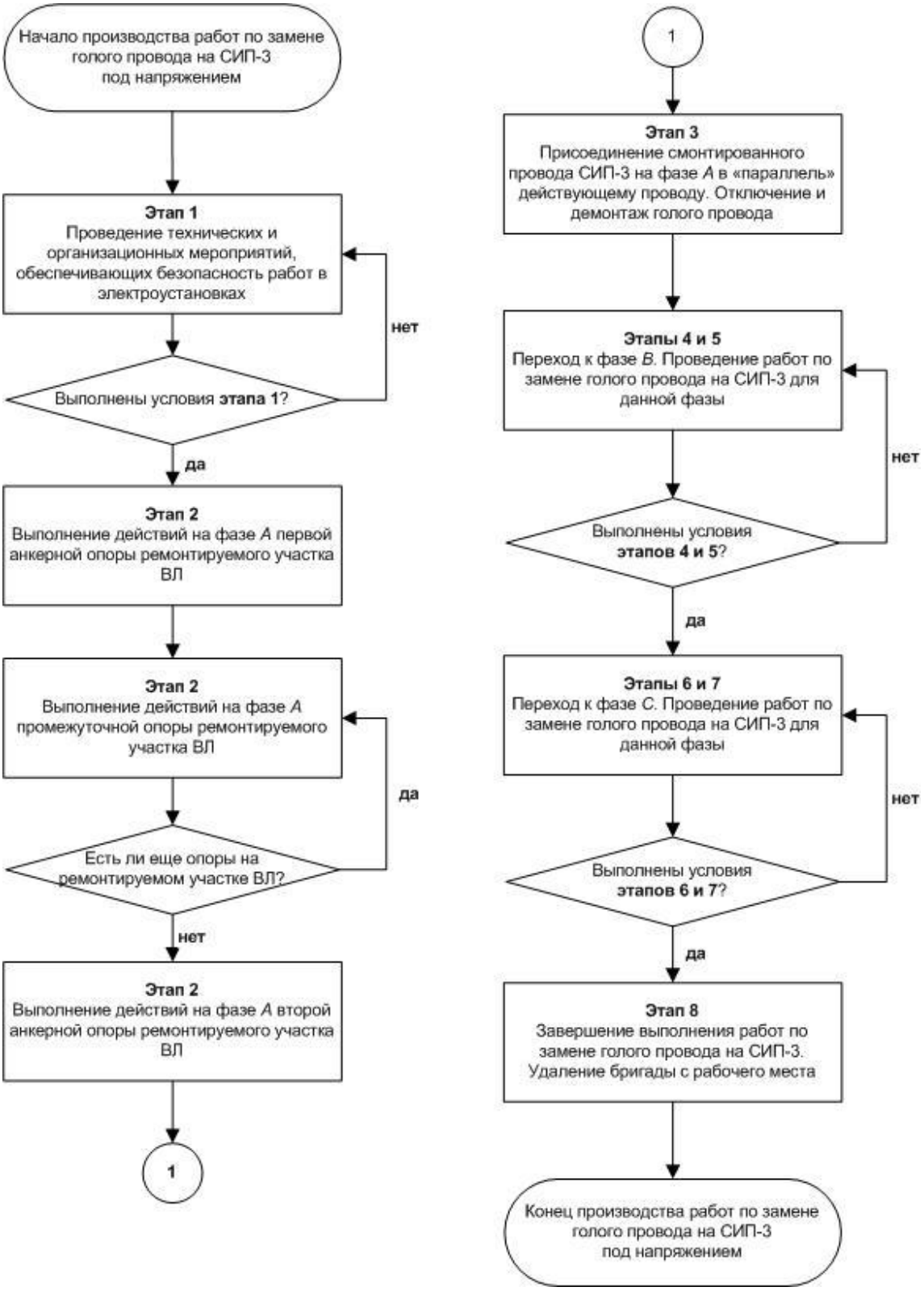


Рисунок 45 – Блок-схема алгоритма выполнения работы по замене голого провода на СИП-3 под напряжением между двумя анкерными пролётами ВЛ 10 кВ

Замена проводов осуществляется в условиях достаточной освещенности рабочего места. Изолировать следует все части электроустановки, находящиеся под напряжением, к которым может приблизиться работник, не защищенными частями тела на расстояние менее 150 мм. Изолировать следует также другие части электроустановки, к которым возможно прикосновение токоведущими частями, находящимися под напряжением [14, 23-25, 104,105].

Этап 1. Проведение технических и организационных мероприятий, нацеленных на обеспечение безопасности работ в электроустановках. После получения задания на замену под напряжением провода ВЛ-10 кВ для участка линии с траверсами типа ТМ-3 на промежуточных опорах бригада занимается подготовкой приспособлений, инструментов, средств защиты, получением необходимых материалов. По прибытию к месту аварии она производит обследование участка на предмет возможности проведения данного вида работы. При этом производится визуальный осмотр состояния опор, проводов и линейной арматуры на отсутствие дефектов. Только после этого принимается решения о возможности безопасного проведения работ, оформляется наряд-допуска бригады к работе. После этого зона проведения производственных операций ограждается, устанавливаются плакаты безопасности [33, 42, 46, 47], раскладываются средства защиты, такелажные средства, приспособления, инструменты и инвентарь на месте выполнения работы.

После этих операций производится проверка шунтов (путем «прозвонки») на отсутствие обрыва жил, осуществляется подготовка к набросу вспомогательных канатов (не менее 2 шт.) на провода ВЛ. Далее производится целевой инструктаж допускающим – ответственному руководителю работ, производителю работ, членам бригады. Информация о том, что бригада подготовила рабочее место и получила допуск к выполнению данных работ сообщается диспетчеру ЭТК оперативно диспетчерской службы (ОДС).

Мастер определяет место установки подъемных сооружений, с соответствием устанавливаемых подстанциям условий ремонтных работ по грузоподъемности, высоте подъема и вылету стрелы. При этом необходимо учесть следующие требования к обеспечению безопасности выполнения работ с помощью автомобильного гидравлического подъемника с изолированным звеном (АГПИ):

– место установки должно быть выбрано с учетом выполнения работ в положении АГПИ согласно схемам выполнения работ;

– обеспечивать безопасное расстояние от линий электропередачи, мест движения городского транспорта и пешеходов, а также безопасных расстояний приближения АГПИ к строениям и местам складирования строительных конструкций и материалов;

– обеспечивать соблюдение условия установки и работы АГПИ вблизи откосов котлованов (при наличии котлованов вблизи места производства работ);

– исключить установку АГПИ под линиями электропередачи и обеспечить минимальное расстояние от крайних проводов ВЛ, находящихся под напряжением не менее 4 метра.

Затем производится установка барабана с проводом СИП-3 на раскаточное устройство монтажного чулка на конец провода, раскаточных роликов на промежуточных опорах на высоте 1,5–2 метра от земли. Количество раскаточных роликов зависит от количества промежуточных опор пролетов заменяемого провода. Также выставляется АГПИ к первой анкерной опоре, установкой инверторных подкладок, а сам АГПИ заземляется. Процесс установки барабана с проводом типа СИП-3 на раскаточное устройство проиллюстрирован на рисунке 46. Установка раскаточных роликов приведена на рисунке 47. Процесс по выставлению АГПИ на все предусмотренные заводом изготовителем выносные опоры (аутригеры) представлен на рисунке 48.

Рисунок 46 – Установка барабана с проводом типа СИП-3 на раскаточное устройство

Рисунок 47 – Установка раскаточных роликов

Рисунок 48 – Выставление АГПИ на все предусмотренные заводом изготовителем выносные опоры (аутригеры)

Члены бригады надевают защитные средства [23, 24] и закрепляются стропом страховочной привязи за анкерную точку люльки. Только после этого осуществляется подъем люльки на необходимую для производства работ высоту. При этом ответственный руководитель работ осуществляет надзор за перемещением люльки и работниками, находящимися в ней. Бригада производит установку и фиксацию изолирующих покрытий (накладки) на тело опоры ремонтируемого участка ВЛ. Данные манипуляции изображены на рисунке 49.

Рисунок 49 – Установка и фиксация изолирующих покрытий (накладки) на тело опоры ремонтируемого участка ВЛ

Этап 2. Начало проведения работ по замене голого провода на СИП-3 для фазы «А» ВЛ-10 кВ.

Для начала проведения работ люльку АГПИ перемещают на необходимое для производства работ место (анкерный пролет) со стороны фазы «А» ВЛ-10 кВ. Далее устанавливаются и фиксируются изолирующие покрытия (накладки) на заземленные металлоконструкции опоры, на штыревые изоляторы фаз «А» и токоведущие части (провода, перемычки), к которым возможно прикосновение, начиная с ближайшего элемента [2, 3, 9, 11, 12, 15, 16]. Закрепляется вновь монтируемый провод СИП-3 ф «А» в зажим НБ-2-6 траверсы ТМ-6 с изоляторами ПС-70, без соединения с существующим проводом (на оголенный конец провода устанавливается изолирующая накладка). После проведения данных действий люлька АГПИ отводится от токоведущих частей электроустановки на безопасное расстояние (не менее 1,5 метра), и опускается на землю. Члены бригады выходят из люльки.

Стоя на земле, член бригады, используя средства защиты, фиксирует канат через изолирующую накладку проводов «Омега» к монтируемому проводу СИП-3. Провод находится в опущенном состоянии в середине пролета, в котором предстоит работа по монтажу.

Стрела АГПИ устанавливается в транспортное положение. Автоподъемник с бригадой перемещается к следующей промежуточной опоре ремонтируемого участка.

На промежуточной опоре устанавливаются изолирующие покрытия, по аналогии с работами на анкерной опоре. Операцию на данном узле начинают с демонтажа вязки изолятора

двойного крепления фазы «А» существующего провода, который тут же перекладывается на внутренний изолятор двойного крепления траверсы ТМ-3. Накладывается временная вязка. На внутренний изолятор укладывают изолирующее покрытие, после чего производится замена внешнего изолятора ШФ-20Г траверсы ТМ-3, на изолятор ШФ-20 Г1 и пропускают провод СИП-3 через изолятор ШФ-20 Г1. Происходит перекладка монтируемого провода СИП-3 с раскаточного ролика на изолятор ШФ-20Г1 промежуточной опоры (данная операция выполняется при помощи подъёмника АГПИ). Канат фиксируется через изолирующую накладку проводов «Омега», к монтируемому проводу СИП-3, находящемуся в опущенном состоянии в середине пролета, в котором предстоит монтаж. Фиксация необходима для исключения подсечки к другим проводам. Процесс фиксации изображен на рисунке 50.

Данную часть этапа повторяют на всех промежуточных опорах, находящихся на ремонтируемом участке в одном анкерном пролете.

Рисунок 50 – Фиксация каната через изолирующую накладку проводов «Омега», к ремонтируемому проводу СИП-3

АГПИ устанавливается на последней (анкерной) опоре. Проводятся аналогичные действия такие же, как и на первой анкерной опоре. К концу монтируемого провода СИП-3

закрепляется устройство для зажима провода, к ременной лебедке и также к изолированной штанге. Штанга закрепляется к металлическому уголку плеча траверсы ТМ-6 с помощью нейлонового стропа. ТМ-6 устанавливается непосредственно на самой анкерной опоре. Выполняется натяжение провода и удерживание его от подсечки с помощью канатов.

Одновременно с натяжением провода проводят регулировку и измерение стрелы провеса СИП-3. По завершению настройки монтируемый провод закрепляют в зажим НБ-2-6, траверсы ТМ-6 с изоляторами ПС-70, без соединения с существующим проводом. Устанавливаются изолирующие накладки на оголенный конец монтируемого провода, что и изображено на рисунке 51.

Рисунок 51 – Удержание монтируемого провода с помощью каната

Этап 3. Завершение проведения работ по замене голого провода на СИП-3 для фазы «*А*» ВЛ-10 кВ.

На данном этапе прекращается поддержка провода от подсечки с помощью каната, зафиксированного через изолирующую накладку проводов «Омега», к монтируемому проводу СИП-3. Ременная лебедка ослабляется, отсоединяется устройство для зажима провода от него и от изолированной штанги, нейлоновый строп снимается с траверсы.

Вновь смонтированный провод присоединяется к шлейфам, находящимся под напряжением на начальной и конечной анкерных опорах ремонтируемого участка, т.е. вновь смонтированный провод СИП-3 и действующий провод будут работать в «параллель». Происходит монтаж вязки (крепления) провода СИП-3 с помощью АГПИ на промежуточных опорах ремонтируемого участка. Заменяемый голый провод отсоединяется. АГПИ перемещают поочередно к начальной и конечной анкерной опорам, отключают демонтируемый провод от шлейфов, находящихся под напряжением на анкерных опорах.

С помощью АГПИ производится подъезды и подъемы к каждой промежуточной опоре ремонтируемого участка для демонтажа голого провода с изоляторов с последующим опусканием их на землю с помощью бесконечного каната. Голый провод собирается в рулоны.

Этапы 4-7 Проведение работ по замене голого провода на СИП-3 на фазах «*В*» и «*С*» ВЛ-10 кВ. Вышеописанные этапы 2 и 3 производятся последовательно на каждой опоре ремонтируемого участка ВЛ на фазе «В» (этапы 4 и 5), а затем и на фазе «*С*» (этапы 6 и 7).

Этап 8. Завершение проведения работ по замене голого провода на СИП-3 на ВЛ-10 кВ.

По окончанию проведения работ под напряжением снимаются раскаточные ролики, сборка барабана, инструментов и приспособлений, очистка и проверка целостности изолирующих покрытий (накладок), средств защит, инструментов, приспособлений и уборка в места их хранения. Проводят снятие установленной бригадой временных ограждений, переносных плакатов, а также удаление бригады с рабочего места с оформлением в наряде-допуске об окончании работы.

Выводы по 4 главе

1. Производство работ под напряжением уменьшает время недоотпуска электроэнергии потребителям, вследствие чего повышается надежность и эффективность системы электроснабжения распределительных электрических сетей.
2. Замена воздухоосушительных фильтров под рабочим напряжением на маслонаполненном электрооборудовании 35-110 кВ позволяет своевременно и с наименьшими издержками без вывода в ремонт осуществить профилактические работы на подстанциях.
3. Комплексная система «байпас» является незаменимым техническим решением, способным обеспечить единовременное выполнение неограниченного комплекса работ в рамках технического обслуживания, капитального ремонта, реконструкции и аварийного восстановления электроустановки. При этом увеличивается безопасность и снижается трудоемкость процесса без прекращения электроснабжения потребителей.
4. В отличие от зарубежных аналогов оборудование системы байпас не является стационарной частью конструкции комбинированного транспортного средства и не зависит от технического состояния автомобиля, исправности приводов и механизмов. Данное решение позволяет применять любую специализированную технику с соответствующей грузоподъемностью и габаритами.
5. Разработан и предложен алгоритм выполнения работ по замене голого провода на СИП-3 на анкерном пролете ВЛ 10 кВ без применения системы «байпас» в виде блок-схемы.
6. Следует тиражировать данные технологические решения по проведению работ под напряжением на действующем электрооборудовании в энергосистемах Российской Федерации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении сформулированы следующие основные выводы по результатам диссертационной работы:

1. Предложен способ и устройство для управления дугогасящим реактором с подмагничиванием для повышения точности его настройки за счёт использования разности частотных спектров, получаемых путем быстрого преобразования в Фурье сигналов до и после возбуждения контура нулевой последовательности сети (уменьшается амплитуда частот сигналов, присутствующих до и после возбуждения, вероятность ошибки определения частоты свободных колебаний за счёт исключения шумов и гармоник частоты сети). Разработанные способ и устройство внедрены на подстанции 110 кВ «Буинск» на предприятии Буинских электрических сетей филиала АО "Сетевая компания".

2. На основе диссертационных исследований разработаны и апробированы методики выполнения работ под напряжением по замене силикагеля в воздухоосушительных фильтрах измерительных трансформаторов 35-110 кВ, обеспечивающий исключения вывода в ремонт и увеличение коммутационного ресурса электрооборудования. Метод и устройство для замены воздухоосушительного фильтра на измерительных трансформаторах тока и напряжения внедрены на подстанциях 35-110 кВ предприятии филиала АО «Сетевая Компания» Ориентировочный экономический эффект от внедрения составляет более 0,5 млн. руб. в год.

3. Предложен новый способ учёта потерь электрической энергии при однофазном замыкании на землю в сетях 6–35 кВ с изолированной нейтралью, заключающийся в измерении тока через дугогасящий реактор, напряжения в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения, угла сдвига между этими величинами и времени замыкания, с последующим расчётом активных и реактивных потерь.

4. Разработаны и апробированы методики выполнения работ под напряжением с применением системы «байпас» и замене голого провода на самонесущий изолированный провод на анкерном пролете высоковольтной линии электропередач 6-10 кВ в виде алгоритмов для повышения надежности работы высоковольтного электрооборудования. Методики проведения работ под напряжением и их алгоритмы в виде блок-схем внедрены в распределительных электрических сетях 6-10 кВ на предприятии филиала АО «Сетевая Компания» - «Буинские электрические сети».

5. Внедрение работ под напряжением позволило значительно улучшить показатели надежности систем электроснабжения потребителей *SAIFI* (индекс средней частоты отключений по системе) с 16% до 9%, и показатель *SAIDI* (индекс средней продолжительности отключений

по системе) с 20% до 8% соответственно в распределительных электрических сетях филиала АО «Сетевая Компания» Республики Татарстан.

6. На примере филиала АО «Сетевая Компания» Республики Татарстан показано, что использования цифровых систем коммерческого учета электрической энергии в 2018-2020 годах на основе полученных актов внедрения интеллектуальных средств учета способствовало повышению наблюдаемости и управляемости сети, а также снижению потерь в электротехнических комплексах и системах на 8 %.

7. Акты внедрения диссертационной работы приведены в Приложении.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АИИСКУЭ – автоматическая система коммерческого учёта электроэнергии

АРМ – автоматизированное рабочее место

ВО – высоковольтное электрооборудование

ВЛ – воздушная линия

ЛЭП – воздушная линия электропередачи

ДГР – дугогасящий реактор

ИПУ – измерительный прибор учета электрической энергии

КЗ – короткое замыкание

КРУН – крытое распределительное устройство наружное

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КНПС - контур нулевой последовательности сети

НП – нулевая последовательность

НТД – нормативно-техническая документация

ОВБ – оперативно выездная бригада

ОДУ – объединенное диспетчерское управление

ОИК – оперативно-информационный комплекс

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю

ОПН – ограничитель перенапряжения

ОПУ – оперативный пункт управления

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ПС – подстанция

ПЭС – предприятие электрических сетей

РДУ – региональное диспетчерское управление

РЗА – релейная защита и автоматика

РП – распределительный пункт

СЭС – система электроснабжения

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ТП – трансформаторная подстанция

ЧС – частотный спектр

ЭТК – электротехнический комплекс

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 11.06.2022) «Об электроэнергетике». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://fzrf.su/zakon/obehlektroehnergetike-35-fz/st-28.php, свободный. (дата обращения: 05.09.2023).

2. Федеральный закон от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Собрание законодательства. – 2009. - № 48. – Ст. 5711.

3. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС – 2020. – 165 с.

4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – утвержден: Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/901865958?marker=6500IL, свободный. (дата обращения: 24.09.2023).

5. Правила устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 1168 с. – ISBN 978-5-93630-934-2.

6. Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей: приказ Минэнерго России от 13.01.2003 № 6 (ред. от 13.09.2018) [Зарегистрировано в Минюсте России 22.01.2003 № 4145] / Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти. – 2010. – № 12.

7. Об утверждении Правил переключений в электроустановках: приказ Минэнерго России от 13.09.2018 N 757 [Зарегистрировано в Минюсте России 22.11.2018 № 52754] / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.pravo.gov.rucвободный (дата обращения: 15.09.2022).

8. ГОСТ Р МЭК 61850-7-4-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 4. Совместимые классы логических узлов и классы данных. Технические требования:. дата введения 2011-12-13 – URL: https://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=180312 (дата обращения: 20.10.2023). – Текст: электронный.

9. Основные направления деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2024 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://government.ru/news/34168/, свободный (дата обращения: 15.09.2022).

10. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1026/, свободный. (дата обращения: 20.03.2022).

11. Положение ПАО «Россети». «О единой технической политике в электросетевом комплексе». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rosseti.ru, свободный. (дата обращения: 05.05.2022).

12. Электроэнергетика России: основные показатели функционирования и тенденции развития: аналитический обзор /И.А. Долматов и др. //НИУ «ВШЭ», Ин-т проблем ценообразования и регулирования естественных монополий. – М., 2015. – 100 с.

13. Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке: приказ Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004г. №20-э/2 [Зарегистрировано в Минюсте России 22.10.2004 № 6076] //Собрание законодательства. – 2004. - №44. – Ст. 0.

14. Абдуллазянов, А. Ф. Работы под напряжением: рост уровня квалификации персонала и культуры производства работ // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 5(62). – С. 42-43.

15. Авторское свидетельство № 1467663 А1 СССР, МПК Н02Н 9/08. Устройство для автоматической настройки тока компенсации в режиме однофазного замыкания на землю в электрических сетях карьеров: № 4268387: заявл. 12.05.1987: опубл. 23.03.1989 / И.Н. Степанов, В.И. Лошкарев, Ю.Г. Бацежев; заявитель Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова. – EDN NUMEDY.

16. АО «ПО Элтехника» 4 режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ. / «Новости ЭлектроТехники». – 2003 г. – № 5(23). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.elteh.ru/news/?ELEMENT_ID=854, свободный. (дата обращения 28.11.2022).

17. Арриллага, Дж. Гармоники в электрических системах: Пер. с англ./Дж. Арриллага, Д. Бредли, П. Боджер //М.: Энергоатомиздат. – 1990. – 320 с.

18. Аношин, А.О. Стандарт МЭК 61850. Информационная модель устройства / А.О. Аношин, А.В. Головин // Новости ЭлектроТехники. – 2021.– №2 – С. 51-55.

19. Аношин, А.О. Стандарт МЭК 61850. / А.О. Аношин, А.В. Головин // Электротехника. – 2013. – № 2. – С. 80-86.

20. Атаманов, М.Н. Развитие мультисервисной распределительной сети 0,38–10 кВ на основе применения самонесущих изолированных проводов со встроенным оптоволокном / М.Н. Атаманов, А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: материалы XII Всерос. науч.-техн. конф. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. – 2020. – С. 340–344.

21. Ахрюков, М.Н. Режимы заземления нейтрали в сетях среднего напряжения: отечественная и зарубежная практика / М.Н. Ахрюков, С.О. Фатьянов, А.С. Терентьев // Global science. Development and novelty, Научно-издательский центр «Л-Журнал». – 2018. – С. 62-66.

22. Бакиров, А.Р. Опыт применения резистивного заземления нейтрали в сетях 6–10 кВ горнорудной промышленности / А.Р. Бакиров, А.Ю. Васильева, А.И. Ширковец, А.В. Телегин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 54. – С. 328–334.

23. Батраков, А.М. Производство ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения: охрана труда, инструменты и технологии: монография / А.М. Батраков, Н.М. Коробков, А.Г. Овсянников; А.М. Батраков, Н.М. Коробков, А. Г. Овсянников // Новосибирск: Наука, – 2009. – 300 с.

24. Богданов, В.В. Инновационный подход в подготовке энергетиков нового поколения по производству работ под напряжением / В.В. Богданов, И.В. Богданов, А.Г. Сошинов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2014. – № 11-4. – С. 537-540.

25. Богданов, В.В. Энергосбережение при производстве работ под напряжением в распределительных сетях / В.В. Богданов, И.В. Богданов, А.Г. Сошинов // Успехи современного естествознания. – 2014. – № 12-2. – С. 86-88.

26. Борковский, С.О. Проблема диагностики однофазных замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю / Борковский С.О., Горева Т.С., Горева Т.И. // Технические науки. Фундаментальные исследования. – 2014. – №9. – С. 954-959.

27. Бохмат, И.С. Снижение коммерческих потерь электроэнергии в электроэнергетических системах / И.С. Бохмат, В.Э. Воротницкий, Е.П. Татаринов // Электрические станции. –1998. – № 9. – С.53-59.

28. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. М.: ВО «Агропромиздат», –1990. – 496 с.

29. Будзко, И.А. Сельские электрические сети / И.А.Будзко. М.: Сельхозгиз, –1959. – 400 с.

30. Будзко, И.А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов/ И.А. Будзко, М.С. Левин //М.: Агропромиздат, – 1985. – 320с.

31. Булычев, А.В. Управление режимом компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю по измеряемым параметрам контура нулевой последовательности сети / А.В. Булычев, В.Н. Козлов, Н.О. Салмин, И.В. Соловьев // Электротехника. – 2018. – № 8. – С. 7-12.

32. Бурчевский, В.А. Обзор режимов заземления нейтрали в электрических сетях 6–35 кВ / В.А. Бурчевский, Л.В. Владимиров, В.А. Ощепков, В.А. Суриков // Омский научный вестник. – 2009. – № 1(77). – С. 122–126.

33. Валеев, И.М. Оценка эффективности внедрения работ под напряжением на предприятиях электрических сетей / И. М. Валеев, Т. А. Мусаев // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – 2018. – № 3(122). – С. 46-53.

34. Воротницкий, В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. / Учебно методическое пособие. – М.: ИПКгосслужбы. – 2000.

35. Воротницкий, В.Э. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях // Новости электротехники. – 2003. – № 6. – С. 50–53.

36. Воротницкий, В.Э. Основные направления снижения потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергия единой сети. – 2013. – № 2(7). – С. 24–35.

37. Воротницкий, В.Э. Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения в электрических сетях // Энергосбережение. – 2014. – № 3. – С. 61–64.

38. Воротницкий, В.Э. Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях. Структура и мероприятия по снижению / В.Э. Воротницкий, В.Н. Апряткин // Новости электротехники. – 2002. – № 4(16). – С. 21–25.

39. Воротницкий, В.Э. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций / А.М. Калинкина, В.Н. Апряткин, В.Э. Воротницкий// Энергосбережение. – 2000. – № 3. – С. 53–55.

40. Воротницкий, В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др. // Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

41. Воротницкий, В.Э. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях / В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина, Е.В. Комкова, В.И. Пятигор // Энергосбережение. – 2005. – № 2. – С. 2–6.

42. Галимов, А.И. Работы под напряжением в электрических сетях / А.И. Галимов, А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев, И.Ш. Фардиев // Электрооборудование: Эксплуатация и ремонт. – 2021. – № 2. – С. 52–59.

43. Годовой отчет за 2020 год ПАО «Россети». [Электронный ресурс]. — Режим доступа http://mrsk-1.ru/information/reports/ (дата обращения 04.04.2023).

44. Годовой отчет за 2021 год «ПАО Россети». [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://mrsk-1.ru/information/reports/ (дата обращения 04.04.2023).

45. Дьяков, А.Ф. Некоторые проблемы развития электроэнергетики России // Энергетик. – 2001. – № 9. – С. 52–59.

46. Долецкая, Л. И. Оценка эффективности методов повышения надежности распределительных электрических сетей / Л.И. Долецкая, В.П. Кавченков, Р.В. Солопов // Интернет-журнал Науковедение. – 2015. – Т. 7. – № 6(31). – С. 103.

47. Долин, П.А. Электробезопасность, теория и практика / П.А. Долин, В.Т. Медведев, В.В. Корочков, А.Ф. Монахов // Москва: МЭИ. – 2012 г. – 284 с.

48. Евдокунин, Г.А. Возможные способы заземления нейтрали сетей 6-10 кВ // Новости электротехники. – 2003. – №6(24). – С. 25-29.

49. Ефремов, Л.Г. О структуре потерь при выработке и передаче электроэнергии / Л.Г. Ефремов, Д.Е. Иванов, Г.М. Михеев // Вестник Чувашского госуниверситета. – 2011. – № 3. – С. 71–75.

50. Жежеленко, И.В. Основные направления повышения эффективности производства, передачи и распределения электрической энергии // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энергобъединений СНГ. – 2018. – №1. – С. 28-35.

51. Зацепина, В.И. Повышение эффективности функционирования систем электроснабжения посредством комбинированного воздействия на искажения напряжения / В.И. Зацепина, Е.П. Зацепин, П. И. Скоморохов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. –№ 21(5). – С. 79-86.

52. Зиганшин, А.Г. Замена провода под рабочим напряжением для участка воздушной линии 10 кВ / А.Г. Зиганшин, И.Ш. Фардиев, Г.М. Михеев, В.А. Демагин, О.Г. Рафаилов, А.Т. Самигуллин, А.М. Тарасов// Энергетик. – 2022. – № 12. – С. 54-57.

53. Зиганшин, А.Г. Использование быстрого преобразования Фурье для управления дугогасящим реактором с подмагничиванием / А.Г. Зиганшин, И.Ш. Фардиев, И.Н. Степанов, Г.М. Михеев, В.Л. Чепайкин, Н.П. Кадеев// Электрические станции. – 2022. – № 12(1097). – С. 34-39.

54. Зиганшин, А. Г. Разработка алгоритма для выполнения работ на вл 6-35кв без отключения потребителей агропромышленного комплекса по системе «байпас» / А. Г. Зиганшин, А. А. Димитриев, Г. М. Михеев // Научно-образовательная среда как основа развития интеллектуального потенциала сельского хозяйства регионов России: Материалы III Международной научно-практической конференции, Чебоксары, 08 сентября 2023 года. – Чебоксары: Чувашский государственный аграрный университет, 2023. – С. 320-323. – EDN LEXQSB.

55. Зиганшин, А.Г. Технология замены голого провода на самонесущий изолированный провод в распределительной сети 10 кВ / А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев, А.А. Димитриев // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2022. – № 6. – С. 5-10.

56. Зиганшин, А.Г. Цифровизация системы учёта электроэнергии / А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев// Вестник Чувашского университета. – 2020. – № 3. – С. 74–83.

57. Зиганшин, А.Г. Замена силикагеля в воздухоосушительных фильтрах без вывода в ремонт оборудования / А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев, А.Т. Самигуллин // Электрооборудование: Эксплуатация и ремонт. – 2021. – №2. – С. 18-26.

58. Зиганшин, А.Г. Компенсация реактивной мощности на промышленных предприятиях с малой установленной мощностью электроприемников / А.Г. Зиганшин, М.Н. Атаманов, Г.М. Михеев, // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: материалы XII Всерос. науч.-техн. конф. - Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. – 2020. – С. 340-344.

59. Зиганшин, А.Г. Применение системы «Байпас» на ВЛ 6 (10) кВ / А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев, Р. И. Касымов // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности: V Междунар. науч.- техн. конф. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2021. – С. 224-229.

60. Зиганшин, А.Г. Производство работ под напряжением в электрических сетях / И.Ш. Фардиев, А.Г. Зиганшин, А.И. Галимов, Г.М. Михеев // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2021. – № 2. – С. 52-61.

61. Зиганшин, А.Г. Развитие мультисервисной распределительной сети 0,38 – 10 кВ на основе применения самонесущих изолированных проводов со встроенным оптоволокном / А.Г. Зиганшин, М.Н. Атаманов, Г.М. Михеев, // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: материалы XII Всерос. науч.-техн. конф. - Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. – 2020. – С. 340-344.

62. Зиганшин, А.Г. Ремонтно-восстановительные работы на ВЛ 6 – 10 кВ с помощью системы «Байпас» / А.Г. Зиганшин, И.Ш. Фардиев, Р.И. Касымов, Г.М. Михеев // Промышленная энергетика. – 2021. – № 10. – С. 50-56.

63. Зиганшин, А.Г. Совместное применение самонесущих изолированных проводов и оптоволоконной линии связи в сельской населённой местности / А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев, А. Г. Свешников // Молодежь и инновации: V Всерос. науч.- техн. конф. - Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. – 2021. – С. 62-69.

64. Зиганшин, А.Г. Соотношение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях до и после установки интеллектуальных приборов учета / А.Г. Зиганшин, Г. М. Михеев, Д.А. Миронов // Вестник Чувашского университета. – 2021. – № 1. – С. 78-85.

65. Зиганшин, А.Г. Эффективность работы под напряжением в ОАО «Сетевая компания» Республики Татарстан / А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев, А.Г. Свешников // Перспективы развития механизации, электрификации и автоматизации сельскохозяйственного производства: материалы III международной научно-практической конференции, Чебоксары, 26 февраля 2021 года. – Чебоксары: Чувашский государственный аграрный университет. – 2021. – С. 364-370.

66. Зиганшин, А. Г., Михеев Г.М. Возможность влияния современных технологий на режим нейтрали электрических сетей/ Вестник Чувашского университета. – 2021. – № 3. – С. 103-112.

67. Зиганшин, А. Г., Михеев Г.М. Расчёты электрических потерь с применением программных комплексов «РАП-10-СТАНДАРТ», «РТП-3» и «Информационной системы «Электроснабжение» / Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности: IV Междунар. науч.- техн. конф. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2020. – С. 7-15.

68. Зиганшин, А. Г., Михеев Г.М. Цифровизация подстанций путём создания системы управления коммутационными аппаратами 6 – 35 кВ с автоматизированного рабочего места диспетчера/ Вестник Чувашского университета. – 2021. – № 1. – С. 78-85.

69. Зорин, В.В. Надежность систем электроснабжения / В. В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер // Киев: Высшая школа. – 1984. – 192 с.

70. Иванов, В.С. Методы повышения эффективности систем энергоснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.А. Пономарев // Вестник РГРТУ. – 2017. – № 59, – С. 158–169.

71. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов/ В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат. – 1989. – 592 с.

72. Казакова, С.А. Защита зоны ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения / С. А. Казакова, Т. Т. Каверзнева, А. Г. Овсянников // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 3. – С. 65-71.

73. Каячков, Р.А. Цифровая трансформация как способ повышения качества услуг по передаче электроэнергии / Р.А. Каячков, Е.Е. Тен // Инновации. Наука. Образование. – 2020. – № 12. – С. 372–377.

74. Козлов, В.К. Исследование влияния переходного сопротивления на определение места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью / В.К. Козлов, Е.Р. Киржацких, Р.А. Гиниатуллин // Вестник Чувашского университета. – 2019. – №1. – С. 39-46.

75. Костинский, С.С. Снижение потерь электроэнергии в трансформаторах распределительных сетей внутренним симметрированием их нагрузок: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Костинский Сергей Сергеевич – Новочеркасск, 2013. – 23 с. – Текст: непосредственный.

76. Куксин, А.В. Релейная защита электроэнергетических систем / М.: Инфра-Инженерия. – 2021. – 201 с.

77. Куликова, Н.А. Резистивное заземление нейтрали – способ повышения надёжности работы электрических сетей 6–35 кВ / Н.А. Куликова, О.Н. Титаренко, В.А. Тяпкина // Энергетические установки и технологии. – 2018. – № 2 (Т.4). – С. 32–38.

78. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для учащихся техникумов / М.: Высш. школа. – 1981.– 376 с.

79. Лихачёв, Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией ёмкостных токов / М.: Энергия. – 1971. – 152 с.

80. Лобов, Б.Н. Понятие «Цифровая подстанция» / Б.Н. Лобов, И.О. Лызарь, В.Э. Левчук // Молодой исследователь Дона. – 2020. – № 3(24). – С. 49–52.

81. Майоров, А.В. Основные задачи развития и повышения надёжности распределительных электрических сетей в современных условиях / Электроэнергия: передача и распределение. – №3 (72). – 2022. – С. 6 –7.

82. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы // М.: Энергия. – 1975. – 463 с.

83. Михеев, Г.М. Один из путей уменьшения технологических потерь или к вопросу компенсации емкостного тока / Г.М. Михеев, Т.Г. Иванова, А.Г. Зиганшин // Инновации в образовательном процессе: сб. тр. науч.-практ. конф. / Чебоксары: Издательство ЧИ МГПУ. – 2019. – № 17. – С. 16–19.

84. Менумеров, Р.М. Электробезопасность: учебное пособие для вузов / СПб.: Лань. – 2022. – 220 с.

85. Мусаев, Т.А. Разработка метода оптимизации режима работы городских распределительных сетей 6(10) кВ: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мусаев Тимур Абдулаевич. – Казань, 2014. – 21 с. – Текст непосредственный.

86. Назарычев, А.Н. Комплексные инновационные решения по заземлению нейтрали в сетях 6-35 кВ / А.Н. Назарычев, С. Титенков, А.А. Пугачев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2016. – №3 (36). – С. 40-47

87. Нейман, Л.Р. Теоретические основы электротехники / Л.Р. Нейман, К.С. Демирчян // Л.: Энергоиздат. –1981. – Т.1. – 536 с.

88. Никитин, С.Ф. Особенности автоматического регулирования тока компенсации по фазовым характеристикам / С.Ф. Никитин, И.Н. Степанов, А.Г. Шамбин // Вестник Чувашского университета. – 2007. – № 2. – С. 152-157.

89. Осокин, В. Ю. Реализация алгоритма определения места повреждения ЛЭП 6-35 КВ при однофазных замыканиях на землю с использованием балластного сопротивления / В. Ю. Осокин // Электроэнергетика : Пятнадцатая всероссийская (седьмая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: материалы конференции. В 6-ти томах, Иваново, 07–10 апреля 2020 года. Том 3. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2020. – С. 59.

90. Овсянников, А.Г. Опыт производства ремонтных работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения / А.Г. Овсянников, Р.С. Арбузов, А.М. Батраков [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 3(66). – С. 154-159.

91. Папков, Б.В. Надежность и эффективность современного электроснабжения: монография / Б.В. Папков, П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век». – 2021. – 160 с.

92. Патент № 2618519 C1 Российская Федерация, МПК H02J 3/18, H02H 3/16. Способ автоматической настройки компенсации дугогасящих реакторов, управляемых подмагничиванием: № 2015157129: заявл. 30.12.2015: опубл. 04.05.2017 / Д.А. Матвеев, А.В. Жуйков, И.И. Никулов, А.Ю. Скороходова; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Национальный исследовательский университет "МЭИ" (ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ").

93. Патент № 2770762 C1 Российская Федерация, МПК H02J 3/18. Способ автоматической настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием для компенсации емкостных токов замыкания: № 2020143622: заявл. 28.12.2020: опубл. 21.04.2022 / И.Н. Степанов, Н.П. Кадеев, И.Ш. Фардиев [и др.]; заявитель АО "Сетевая компания". – EDN SDPFUU.

94. Патент на изобретение №2020143622 Российская Федерация, RU 2770762 C1. Способ автоматической настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием для компенсации емкостных токов замыкания / И. Н. Степанов, Н. П. Кадеев, И. Ш. Фардиев, А. Г. Зиганшин, А. Т. Самигуллин. – Опубл. 21.04.2022, Бюл. № 7.

95. Патент на полезную модель №2017610657 Российская Федерация, RU 209170 U1. Устройство настройки дугогасящих реакторов с подмагничиванием для компенсации емкостных токов замыкания / И. Н. Степанов, Н. П. Кадеев, В. Л. Чепайкин, И. Ш. Фардиев, А. Г. Зиганшин, А. Т. Самигуллин. – Опубл. 03.02.2022, Бюл. № 7.

96. Петров, М.И. Повышение эффективности применения компенсирующих устройств в режиме замыкания / М.И. Петров, И.Н. Степанов, Е.В. Маршутин // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 3(8). – С. 24-28.

97. Попов, Н.М. Повышение надежности электроснабжения сельского хозяйства путем совершенствования релейных защит от аварийных режимов в сетях 0,38...35 кВ : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Попов Николай Михайлович. – Санкт-Петербург, 2006. – 36 с. – Текст непосредственный.

98. Поспелов, Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях /Под ред. Г.Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат. – 1981. – 341 с.

99. Ремизова, Т.С. Возможности создания и перспективы развития интеллектуальной системы учета электроэнергии в России / Т.С. Ремизова, Д.Б. Кошелев // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2018. – № 2. – С. 347–363.

100. Рудь, Е. Технология производства работ под напряжением: опыт энергетиков Кубани / Е. Рудь, А. Куркаев, Д. Меньшиков [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 2(21). – С. 22-25.

101. Сафонов, Д.Г. Имитационное моделирование функционирования распределительных сети с дугогасящим реактором // Омский научный вестник. – 2018. – № 6(162). – С. 98–102.

102. Серов, В.И. Методы и средства борьбы с замыканиями на землю в высоковольтных системах горных предприятий / В.И. Серов, В.И. Шуцкий, Б.М. Ягудаев //. – М.: Наука. – 1985. – 135 с.

103. Козлов, В.Н. Сопутствующие эффекты компенсации токов однофазного замыкания на землю / В.Н. Козлов, А.В. Булычев, И.В. Соловьев, А.С. Александров // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 1(42). – С. 22-28.

104. Сошинов, А.Г. Программы дополнительного профессионального образования работников электросетевых компаний для выполнения работ под напряжением //Актуальные задачи и пути их решения в области кадрового обеспечения электро- и теплоэнергетики: Труды учебно-методической конференции, Москва, 20–21 октября 2016 года. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2016. – С. 61-64.

105. Сошинов, А.Г. Работы под напряжением - инновационный подход к техническому обслуживанию и ремонту электрических сетей 0,4 кв / А. Г. Сошинов, В. С. Галущак // Инновационные технологии в обучении и производстве: Материалы XIV Всероссийской заочной научно-практической конференции (в 3-х томах), Камышин, 15 ноября 2019 года / Волгоградский государственный технический университет (Камышинский филиал). – Камышин: Волгоградский государственный технический университет. – 2019. – С. 146-149.

106. Справочная книга электрика. под ред. В.И. Григорьева. М.: Колос – 2004. – 746 с.

107. Справочник по проектированию электрических систем. Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М.: Энергия – 1971. – 700 с.

108. Старкова, Л.Е. Анализ целесообразности внедрения цифровых электрических подстанций / Л.Е. Старкова, Е.П. Балашов // Вестник Вологодского государственно университета. Сер. Технические науки. – 2020. – № 2(8). – С. 44–48.

109. Телегин, А.В. Проблематика замыканий на землю и режим заземления нейтрали в сетях среднего напряжения стран Европы и Америки / А.В. Телегин, Ширковец А.И. // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – С. 30-39.

110. Телегин, А.В. Проблематика замыканий на землю и режим заземления нейтрали в сетях среднего напряжения стран Европы и Америки / А.В. Телегин, А.И. Ширковец // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 3(8). – С. 40–50.

111. Титенков, С.С. 4 режима заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ. Изолированную нейтраль объявим вне закона [Электронный ресурс] // Новости электротехники. – 2003. – № 5(23). URL: http://www.news.elteh.ru/arh/2003/23/05.php (дата обращения: 04.05.2023).

112. Титенков, С.С. Режимы заземления нейтрали в сетях 6 – 35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю / С.С. Титенков, А.А. Пугачев // Энергоэксперт. – 2010. – № 2. – С. 18-25.

113 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах // М.: Энергия. – 1970. – 519 с.

114. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей // под. ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС. – 2012. – 376 с.

115. Фардиев, И.Ш. Построение системы корпоративной связи нового поколения по распределительным сетям напряжением 0,4–35 кВ / И.Ш. Фардиев, Р.Г. Минуллин, Д.Ф. Губаев, О.И. Карпенко // Проблемы энергетики. – 2005. – № 3-4. – С. 21-41.

116. Фардиев, И.Ш. Ремонтно-конструкционные работы на ВЛ 6 - 10кВ с помощью системы "байпас" / И.Ш. Фардиев, Р.И. Касымов, А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев // Промышленная энергетика. – 2021. – № 10. – С. 50-56.

117. Фурсанов, М.И. Оптимальные уровни потерь в распределительных электрических сетях // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2014. – № 5. – С. 15-26

118. Цифровая подстанция «Север» для Новопортовского кластера Газпром-нефти будет запущена до конца 2020 г. [Электронный ресурс]. URL: https://neftegaz.ru/news/energy/556319-tsifrovaya-podstantsiya-sever-dlya-novoportovskogo-klastera-gazprom-nefti-budet-zapushchena-do-konts (дата обращения: 04.09.2023).

119. Цифровая энергетика: Новая парадигма функционирования и развития / под редакцией Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2019. – 300 с.

120. Черников, А.А. Компенсация емкостных в сетях с незаземленной нейтралью / А.А. Черников. – М.: Энергия. – 1974. – 152 с.

121. Шабад, М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ: учебное пособие // СПб.: ПЭИПК. – 2008. – 52 с.

122. Шалин, А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Достоинства и недостатки различных защит // Новости Электротехники. – 2005. – №3 (33). – С. 66-68.

123. Шалин, А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Случаи неправильных действий защит // Новости Электротехники. – 2005. – №2 (32). – С. 58-61.

124. Ширковец, А.И. О переводе сетей 6–10 кВ горных и металлургических предприятий на режим эксплуатации с резистивно-заземлённой нейтралью / А.И. Ширковец, И.Г. Хадыев, Д.С. Кудряшов // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 1. – С. 18–25.

125. Шуин, В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков // М.: НТФ «Энергопрогресс». – 2001. – 104 с.

126. Электросчетчики ISKRAEMECO (Словения) [Электронный ресурс]. URL: https://elmi-sto.com.ua/g5888494-elektroschetchiki-iskraemeco-sloveniya (дата обращения: 15.07.2020).

127. ЭНИП-2 ИЦ «Энергосервис» [Электронный ресурс]. URL: https://enip2.ru (дата обращения: 15.03.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ

Акты об использовании результатов работы

УТВЕРЖДАЮ
директор филиала АО «Сетевая компания -
Буинские ЭС»
_____ А.Т. Самигуллин
"11" 01 2023 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

Настоящий акт составлен том, что способ и устройство управления дугогасящего реактора с подмагничиванием, функционирующего посредством использования разности частотных спектров, получаемых с помощью быстрого преобразования Фурье, разработанные в диссертационной работе Зиганшина Айрата Габдулхаковича, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук (под научным руководством д.т.н., профессора Михеева Георгия Михайловича) были использованы в системе компенсации емкостного тока замыкания на землю на подстанции 110 кВ «Буинск» на предприятии филиала АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети.

С применением указанного способа и устройства прогнозируется повышение надежности электроснабжения потребителей за счет повышения точности настройки дугогасящих реакторов в электрической сети 10 кВ. Возможный экономический эффект от данного внедрения составляет более 27 млн. руб.

Главный инженер
филиала АО «Сетевая компания - Буинские ЭС» И.Н. Антонов

Сетевая Компания

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор филиала
АО «Сетевая компания» -
«Буинские электрические сети»
_____ А.Т.Самигуллин
"14" 04 2023 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

Настоящий акт составлен о том, что результаты внедрения цифровой системы учета электрической энергии и замены индивидуальных приборов учета на интеллектуальные устройства, разработанные в диссертационной работе Зиганшина Айрата Габдулхаковича, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, были использованы в распределительных электрических сетях 6-35 кВ на предприятии филиала АО «Сетевая Компания» - «Буинские электрические сети».

С применением указанной системы в распределительных электрических сетях с 2018 по 2022 год достигнуто снижение коммерческих потерь с 16 778,63 до 9 238,37 тыс. кВт·ч при увеличении полезного отпуска в сеть с 87 334,7 в 2018 году до 111 328,35 тыс. кВт·ч. В процентном отношении потери снизились с 16,12 до 7,66%, соответственно. Возможный экономический эффект от данного внедрения составляет более 5 млн. руб.

Главный инженер **И.Н. Антонов**

БУИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
филиал акционерного общества «Сетевая компания»

422430, Республика Татарстан, г. Буинск, ул. Космовского, д. 190, телефон (84374) 5-55-59, факс (84374) 3-25-47
ИНН 1655049111 КПП 161402001 Р/с 40702810162250100200 в ОСБ «Банк Татарстан» N 8610, г.Казань
Кор/счет 30101810600000000603 БИК 049205603

Сетевая Компания

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор филиала
АО «Сетевая компания» -
«Буинские электрические сети»
_____ А.Т.Самигуллин
"14" 04 2023 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

Настоящий акт составлен о том, что разработанные методики проведения работ под напряжением и их алгоритмы в виде блок-схем, такие как организации ремонтно-конструкционных работ на электрооборудовании с применением системы «байпас» и выполнение работ по замене голого провода на СИП-3 без снятия напряжения, разработанные в диссертационной работе Зиганшина Айрата Габдулхаковича, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, были использованы в распределительных электрических сетях 6-35 кВ на предприятии филиала АО «Сетевая Компания» - «Буинские электрические сети».

С внедрением указанных методик и алгоритмов достигнуто снижение времени простоя потребителей при проведении плановых и аварийных работ на электрооборудовании, повышение эффективности эксплуатации систем электроснабжения и улучшение показателей надежности SAIFI/SAIDI (на 5% и 4% соответственно). Возможный экономический эффект от данного внедрения составляет более 0,5 млн. руб.

Главный инженер **И.Н. Антонов**

БУИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
филиал акционерного общества «Сетевая компания»

422430, Республика Татарстан, г. Буинск, ул. Космовского, д. 190, телефон (84374) 5-55-59, факс (84374) 3-25-47
ИНН 1655049111 КПП 161402001 Р/с 40702810162250100200 в ОСБ «Банк Татарстан» N 8610, г.Казань
Кор/счет 30101810600000000603 БИК 049205603

Сетевая Компания

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор филиала
АО «Сетевая компания» -
«Буинские электрические сети»
_____ А.Т. Самигуллин
"14" 04 2023 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

Настоящий акт составлен о том, что метод и устройство для замены воздухоосушительного фильтра на измерительных трансформаторах тока и напряжения, разработанные в диссертационной работе Зиганшина Айрата Габдулхаковича, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, были использованы на подстанциях 35-110кВ предприятии филиала АО «Сетевая Компания».

С применением указанного метода и устройства получено повышение надежности электроснабжения за счет снижения времени простоя потребителей при проведении работ на электрооборудовании подстанций в распределительных электрических сетях 35-110кВ. Возможный экономический эффект от внедрения составляет более 0,5 млн. руб.

Главный инженер **И.Н.Антонов**

БУИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
филиал акционерного общества «Сетевая компания»

422430, Республика Татарстан, г. Буинск, ул. Космовского, д. 190, телефон (84374) 5-55-59, факс (84374) 3-25-47
ИНН 1655049111 КПП 161402001 Р/с 40702810162250100200 в ОСБ «Банк Татарстан» N 8610, г.Казань
Кор/счет 30101810600000000603 БИК 049205603

Сетевая Компания

«УТВЕРЖДАЮ»
Директор филиала
АО «Сетевая компания» -
«Буинские электрические сети»
_____ А.Т.Самигуллин
"14" 04 2023 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

Настоящий акт составлен о том, что результаты исследований процессов усовершенствования сетей передачи данных оптоволоконными линиями и внедрения цифровых систем телеуправления силовым коммутационным оборудованием на их основе, разработанные в диссертационной работе Зиганшина Айрата Габдулхаковича, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, были использованы в распределительных электрических сетях 6-35 кВ на предприятии филиала АО «Сетевая Компания» - «Буинские электрические сети».

С применением указанных систем достигнуто повышение эффективности систем электроснабжения за счет осуществления дистанционного автоматизированного управления электрооборудованием подстанций с рабочего места оператора и совмещения провода СИП-3 с оптоволоконным кабелем для организации передачи данных от удаленных потребителей. Возможный экономический эффект от данного внедрения составляет более 1 млн. руб.

Главный инженер **И.Н.Антонов**

БУИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
филиал акционерного общества «Сетевая компания»

422430, Республика Татарстан, г. Буинск, ул. Космовского, д. 190, телефон (84374) 5-55-59, факс (84374) 3-25-47
ИНН 1655049111 КПП 161402001 Р/с 40702810162250100200 в ОСБ «Банк Татарстан» N 8610, г.Казань
Кор/счет 30101810600000000603 БИК 049205603