

На правах рукописи



ОСИНЦЕВ АНАТОЛИЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ  
УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ И РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА  
ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С  
РАСПРЕДЕЛЁННОЙ (МАЛОЙ) ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Специальность 2.4.3 – Электроэнергетика

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Новосибирск – 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет»

**Научный консультант:** **Фишов Александр Георгиевич,**  
доктор технических наук, профессор

**Официальные оппоненты:** **Паздерин Андрей Владимирович,**  
доктор технических наук, профессор, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», кафедра автоматизированных электрических систем, заведующий кафедрой;

**Куликов Александр Леонидович,**  
доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», кафедра «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника», профессор;

**Лачугин Владимир Федорович,**  
доктор технических наук, старший научный сотрудник, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ», кафедра релейной защиты и автоматизации энергосистем, профессор.

**Ведущая организация:** Федеральное государственное бюджетное учреждение науки **Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева** Сибирского отделения Российской академии наук, г. Иркутск.

Защита состоится «23» апреля 2026 года в 10:00 часов на заседании диссертационного совета 24.2.347.05 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу 630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, I корпус, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте организации: [www.nstu.ru](http://www.nstu.ru).

Автореферат разослан «\_\_\_» января 2026 г.

И.о. ученого секретаря  
диссертационного совета,  
д-р техн. наук, доцент

Русина Анастасия Георгиевна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность темы исследования.**

Одним из основных трендов развития мировой энергетики является децентрализация производства электроэнергии с масштабным развитием электростанций малой мощности и объектов на их основе, работающих как в составе электрических сетей существующих энергосистем, промышленных кластеров, так и в удаленных районах, образующих изолированные энергосистемы малой мощности.

К числу причин такой децентрализации следует отнести стремление крупных потребителей к энергетической независимости и повышению надежности энергоснабжения, ограничения на подключение новых нагрузок в узлах сети с «запертыми» мощностями, желание развивать периферийные зоны крупных агломераций с малой плотностью населения и большой удаленностью от существующих источников тепловой и электрической мощности, развитие удаленных территорий с экономической нецелесообразностью сооружения протяженных электрических связей с сетями централизованного энергоснабжения, а также активная газификация удаленных районов и развитие современных технологий производства электрической и тепловой энергии, характеризующейся быстрой возводимостью за счет технологий модульной сборки и высокой эффективностью когенерационных установок.

Сооружаемая малая генерация (МГ) и объекты на ее основе (локальные интеллектуальные энергосистемы малой мощности (ЛИЭС), активные энергетические комплексы (АЭК), Мини- и Микрогриды) интегрируются в существующие распределительные электрические сети или образуют новые электрические сети с распределенной МГ, работающие изолированно или преимущественно изолированно. Такие сети при насыщении их множеством объектов с МГ превращаются, в так называемые, активные распределительные электрические сети (АРЭС), представляющие собой энергосистемы нового типа, хотя и относительно малой мощности, но с большим количеством распределенной генерации. Их особенность заключается не только в специфике и разнообразии используемого генерирующего оборудования и электрических режимов, обусловленных многообразием интересов собственников оборудования по его использованию при осуществлении общего электрического режима, но и высокой скорости протекания электромеханических переходных процессов, что приводит к возникновению «конфликта» управляющих воздействий устройств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) при реализации этих устройств на принципах, применяемых в «крупной» энергетике и сетях высокого и сверхвысокого напряжения. Более того, скорости процессов в аварийных режимах для активных сетей таковы, что короткие замыкания на присоединениях в электрической близости от генерирующих установок в большинстве случаев приводят к нарушению параллельной работы объектов с МГ и электрической сетью с последующим отключением энергоблоков.

Перспективным для таких объектов становится отказ от традиционного централизованного режимного и противоаварийного управления с переходом к децентрализованному, не использующему иерархию, предоставляющему большую свободу субъектам в принятии решений для достижения собственных целей при осуществлении общего режима сети.

Техническими преимуществами децентрализованного управления являются отсутствие развитой телекоммуникационной сети, специализированных дорогостоящих центров диспетчерского управления, централизованных систем противоаварийного управления, высокие кибербезопасность и живучесть систем энергоснабжения. В связи с этим, разработка интеллектуальных способов и средств управления режимами и РЗ оборудования электрических сетей с распределённой МГ является **актуальной**, и отвечает приоритетному направлению развития науки, техники и технологии РФ «Энергоэффективность, энергосбережение и ядерная энергетика», а также направлению стратегии научно-технологического развития «Переход к цифровым, интеллектуальным производственным технологиям, роботизированным системам, новым материалам и способам конструирования, создание систем обработки больших объемов данных, машинного обучения и искусственного интеллекта».

#### **Степень разработанности темы исследования.**

Большой вклад в исследование области распределённой генерации, её влияния на электрическую сеть, оценку существующих барьеров для её развития и разработку систем режимного и противоаварийного управления объектов на её основе, в том числе и интеллектуальными электроэнергетическими системами внесли В.А. Баринов, Н.И. Воропай, В.Г. Гольдштейн, П.В. Илюшин, Ю.П. Кубарьков, А.Л. Куликов, В.Г. Курбацкий, В.В. Молодюк, Ю.И. Моржин, Б.В. Папков, А.В. Паздерин, В.А. Стенников, А.Г. Фишов, Е.А. Барахтенко, Ю.Н. Булатов, Ф.Л. Бык, А.Х. Гуломзода, А.В. Домышев, Е.С. Ивкин, Я.Ш. Исамухамедов, Ю.В. Какоша, Н.А. Карджаубаев, Е.С. Коркина, А.К. Ландман, Я.В. Макаров, А.И. Марченко, Н.Д. Мухлынин, В.Л. Осокин, Д.А. Панасецкий, А.В. Петрищев, И. С. Реуцкий, В.О. Самойленко, Н.В. Томин, М.А. Цуканов, В.А. Шихин и другие. Данное направление исследований активно развивается и за рубежом, что отражено в работах V.M. Catterson, S. Chakrabarti, E.M. Davidson, A. Dimeas, C. Dou, R. Dutta, X. Li, T. Logenthiran, S.D.J. McArthur, D. Srinivasan, D. Yue, и др.

Наряду с этим, основы построения РЗ в распределительных электрических сетях заложены в трудах В.А. Андреева, Я.С. Гельфанда, М.Л. Голубева, М.А. Шабада. Повышению устойчивости функционирования РЗ в сложных переходных режимах, в том числе и в сетях с распределенной генерацией, посвящены труды Л.В. Багинского, А.Д. Дроздова, С.Л. Кужекова, А.Л. Куликова, В.Ф. Лачугина, А.Б. Лоскутова, М.В. Шарыгина, А.А. Волошина, В.Е. Глазырина, Н.А. Дони, В.А. Ефремова, А.А. Колесникова, А.А. Лоскутова, И.В. Нагая, В.А. Наумова, Г.С. Нудельмана, и многих их коллег.

**Цель диссертационной работы** – комплексное решение научно-технической проблемы управления и защиты электрических сетей с распределённой малой генерацией с разработкой интеллектуальных способов, алгоритмов и средств децентрализованного мультиагентного автоматического управления (режимного, противоаварийного и послеаварийного, включая восстановление целостности сети и нормального режима), а также релейной защиты оборудования.

Поставленная цель достигается постановкой и решением следующих **научных и технических задач**:

1. Анализ развития электрических сетей с распределённой малой генерацией, способов и средств управления режимом и защиты оборудования.

2. Определение теоретических и технологических основ децентрализованного решения системных задач управления режимами электрических сетей с распределённой малой генерацией и объектами на ее основе.

3. Определение назначения, принципов работы и основных свойств предлагаемой технологии децентрализованного мультиагентного автоматического управления (ДМАУ) распределёнными по сети объектами с синхронной малой генерацией.

4. Разработка базового функционала для каждого вида агентов ДМАУ и общих правил их независимого поведения и взаимодействия при децентрализованном управлении режимами электрических сетей с распределённой малой генерацией и объектами на ее основе.

5. Разработка прототипов интеллектуальных устройств (агентов) ДМАУ, осуществляющих режимное и противоаварийное управление, восстановление целостности сети и нормального режима.

6. Разработка цифро-физического испытательного стенда для проверки работоспособности технологии ДМАУ, обеспечивающего протекание процессов, подобных процессам реальной активной распределительной сети, гибкую перенастройку конфигурации сети, высокую наблюдаемость параметров режима моделируемой сети и состояния отдельных интеллектуальных агентов.

7. Разработка и выполнение программы испытаний разработанных прототипов агентов и технологии децентрализованного мультиагентного автоматического управления режимами электрической сети с объектами распределённой генерации.

8. Интеллектуализация и совершенствование отдельных видов релейной защиты и противоаварийной автоматики на объектах малой генерации (дифференциальная защита генератора, автоматика ограничения повышения частоты), обеспечивающих эффективность технологии ДМАУ.

**Объект исследования** – электрические сети с распределёнными электростанциями малой мощности на базе синхронной генерации (газотурбинные, газопоршневые, дизельные установки).

**Предмет исследования** – способы и средства децентрализованного управления режимами и релейной защиты оборудования электрических сетей с распределённой малой генерацией.

**Научная новизна диссертации:**

1. Разработаны теоретические основы децентрализованного решения системных задач комплексного управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией и объектами на ее основе.

2. Обосновано применение принципа разделения времени принятия решений агентами при децентрализованном управлении режимами электрических сетей с распределенной генерацией.

3. Расширено представление об информативности контролируемых локально параметрах установившихся и переходных режимов для децентрализованного решения системных задач управления режимами активных электрических сетей.

4. Теоретически обоснована и подтверждена экспериментально возможность ограничения предельной по статической устойчивости мощности, выдаваемой в сеть генераторами, по признаку снижения частоты их собственных колебаний.

5. Разработана модель экспертного роевого искусственного интеллекта применительно к задачам противоаварийной фрагментации (разделении) активных электрических сетей и их последующего восстановления.

6. Разработаны структура и алгоритмические модели поведения агентов, позволяющие реализовывать децентрализованное комплексное управление режимами электрических сетей с распределенной генерацией.

7. Экспериментально доказана возможность децентрализованного комплексного управления режимами электрических сетей с распределенной генерацией.

8. Доказана возможность и показаны преимущества применения искусственной нейронной сети в алгоритмах восстановления вторичного тока трансформатора тока (ТТ) и продольной дифференциальной защиты генератора.

**Теоретическая и прикладная значимость работы:**

1. Разработан прототип интеллектуального устройства автоматического регулирования частоты и мощности (агент АРЧМ), осуществляющего децентрализованное (на основе локальных измерений в отсутствие внешних управляющих сигналов) автоматическое распределенными по сети электростанциями первичное, вторичное и третичное регулирование частоты.

2. Разработан прототип интеллектуального устройства регулирования напряжения в контролируемом районе сети (агент РН РС), обеспечивающего баланс реактивной мощности рассматриваемого района в установившемся режиме с контролем выхода напряжений в узлах прилегающей к месту установки агента электрической сети за допустимые границы для установившихся и квазиустановившихся режимов на основе локальных и косвенных измерений напряжений.

3. Предложены способы и разработаны прототипы группы интеллектуальных устройств (агентов) для децентрализованного восстановления аварийно разделенной на части электрической сети с последующей синхронизацией этих частей и восстановлением нормального режима. В состав группы устройств входят агенты сетевых выключателей (СВ) и агенты управления синхронизацией (СХ) на электростанциях. Агенты СВ осуществляют повторное включение в своих квантах времени общего такта времени при условии нормальности одностороннего напряжения и независимое от кванта времени включение при нормальных синхронизированных двухсторонних напряжениях. Агенты управления синхронизацией на электростанциях осуществляют специализированное управление мощностью двигателей и возбуждением генераторов станции (периодические низкочастотные изменения) для создания на удалённых от станций сетевых выключателях (СВ) условий синхронизации активных частей сети.

4. Предложен способ осуществления комплексного децентрализованного (режимного, противоаварийного с автовосстановлением) мультиагентного управления активной распределительной электрической сетью без использования информационных каналов обмена данными между отдельными интеллектуальными устройствами-агентами (агенты АРЧМ, РН РС, СХ, СВ), функционирующими совместно с автоматикой противоаварийного сбалансированного отделения (агент ЭО) ЛИЭС при повреждениях в активной электрической сети.

5. Предложен комплексный подход в организации РЗ линий электропередачи и ПА электрических сетей с распределённой малой генерацией путем согласованного действия группы устройств неселективной РЗ, выявляющих аварийные признаки короткого замыкания на линиях и отключающих их от источников питания, и устройств децентрализованного мультиагентного управления восстановлением целостности и нормального режима электрической сети. Предлагаемый подход в организации РЗ линий электропередачи, режимной и противоаварийной автоматики электрической сети с распределённой малой генерацией существенно повышает надежность и живучесть данной сети за счет автоматического её разделения на сбалансированные районы при коротких замыканиях и иных техногенных авариях, а также авариях, связанных с воздействием внешних факторов, сопровождающихся выходом контролируемых параметров за допустимые диапазоны, и последующей автоматической сборки неповрежденных элементов без использования каналов передачи данных между устройствами.

6. Предложен способ автоматической самонастройки коэффициентов ПИ-регуляторов частоты и обменной мощности посредством включения в целевую функцию таких показателей «качества» затухающего переходного процесса, как его длительность и максимальная «глубина» перерегулирования, позволяющий без участия человека адаптировать регуляторы к коммутациям существующей и вновь подключаемой нагрузки.

7. Применительно к объектам малой генерации обоснован и реализован алгоритм быстроедействующих ступеней по скорости изменения частоты автоматики ограничения повышения частоты с блокирующим органом на основе реле сопротивления (время ожидания блокировки 20–40 мс).

8. Разработаны алгоритмы функционирования дифференциальной защиты генератора, основанные на структурных методах теории распознавания образов и искусственной нейронной сети, обеспечивающие устойчивую идентификацию аварийных режимов при существенных искажениях вторичных сигналов измерительных трансформаторов тока, что особенно актуально для генерирующих установок малой мощности, у которых скорость затухания периодической составляющей тока КЗ в несколько раз выше по сравнению с апериодической.

Технология комплексного децентрализованного мультиагентного управления режимами электрических сетей с распределённой МГ на основе использования локальной информации применяется АО «ТЭСС» с 2023 г. в рамках работ по проектированию интеллектуальных энергосистем и нашла отражение в принятом стандарте организации; основы реализации подсистем децентрализованного регулирования частоты и напряжения в территориально-интегрированных локальных интеллектуальных электроэнергетических системах (ТИЛИЭС), а также подсистемы безопасного включения ЛИЭС на параллельную работу с внешней сетью на удалённых выключателях использовались АО «ИАЭС» в 2024 г. при разработке программного обеспечения в рамках изготовления шкафа автоматики ЛИЭС; алгоритмы автоматической самонастройки регуляторов частоты и обменной мощности реализованы ООО «Модульные Системы Торнадо» в рамках выполнения работ по созданию программно-аппаратного комплекса управляемого интеллектуального соединения АЭК и проверены на цифровом программно-аппаратном комплексе RTDS; решения по использованию неселективной РЗ в сетях с распределённой МГ нашли применение в ООО «МБМ Групп Проектный Институт» в рамках выполнения работ по проектированию и строительству энергоцентров для нужд тепличных комбинатов 2020-2021 гг. Результаты работы также использованы в рамках научной и образовательной деятельности Новосибирского государственного технического университета: разработан испытательно-демонстрационный стенд технологии ДМАУ, научные результаты и основные идеи используются при подготовке магистрантов в курсах «Интеллектуальные электрические сети» и «Инновационные технологии в электроэнергетике», а также аспирантов, обучающихся по специальности 2.4.3 – «Электроэнергетика».

#### **Методология и методы исследования.**

Научные положения и практические результаты, полученные в результате исследования, основываются на использовании теоретических и экспериментальных методов исследования в конкретной области и используют системный подход к проблеме. Решения поставленных в работе задач базируются на выводах фундаментальных и прикладных наук, таких как математический анализ, теоретические основы электротехники, теория электромагнитных и

электромеханических переходных процессов в электрических цепях и электроэнергетических системах, методы математического и физического моделирования, цифровая обработка сигналов, теории распознавания образов, нейронных сетей и генетических алгоритмов, экспериментальные исследования на цифровых и физических моделях.

**Научные положения, выносимые на защиту:**

1. Существующие принципы и архитектура устройств релейной защиты и автоматики в сетях с распределённой малой генерацией не обеспечивают в полном объёме выполнение требований по надёжности и живучести систем энергоснабжения из-за низкой наблюдаемости таких сетей, высокой динамики электромеханических переходных процессов и особенностей защит линий электропередачи и генерирующего оборудования.

2. Основой противоаварийного управления режимами и релейной защиты оборудования электрических сетей с распределённой малой генерацией при скоротечности электромеханических переходных процессов и в условиях отсутствия телекоммуникационных сетей и общих центров управления может являться противоаварийная экспресс фрагментация (разделение) электрической сети на максимально сбалансированные и способные к островной работе части с отключением сетевых элементов в районах с аварийными значениями режимных параметров с последующим децентрализованным восстановлением целостности сети и нормального режима интеллектуальными способами.

3. Комплексное (режимное и противоаварийное) децентрализованное управление режимами активной распределительной электрической сети возможно при согласованном действии интеллектуальных устройств (агентов) на основе реализации искусственного роевого интеллекта экспертного типа с максимальным использованием информативности контролируемых локально параметров в части системных задач управления, наличием общих правил и разделением времени принятия решений для агентов.

4. Для реализации роевого интеллекта в системе децентрализованного комплексного управления режимами и релейной защиты оборудования электрических сетей с распределённой малой генерацией необходимо и достаточно иметь: достаточный состав и функциональное содержание агентов локального контроля режимов распределённых объектов активной электрической сети; интеллектуальные процедуры анализа информационного содержания локально контролируемых параметров для каждой из системных задач управления; общие для всех однотипных агентов правила принятия решений; интеллектуальные способы управления для решения локальных и системных задач.

**Достоверность научных положений, полученных результатов и выводов** обеспечивается корректным использованием математического аппарата, соответствием результатов аналитических исследований и вычислительных экспериментов, выполнением физического моделирования активной электрической сети и испытаниями на полученной модели и её вариациях прототипов устройств децентрализованного режимного и противоаварийного

управления, применением апробированного промышленного программно-аппаратного комплекса RDTs и обсуждением результатов работы со специалистами на научных конференциях и других мероприятиях.

### **Апробация работы.**

Основные положения диссертационной работы и её отдельные результаты докладывались, демонстрировались и обсуждались на следующих мероприятиях: 97-е заседание международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики», г. Новосибирск, 6-12 июля 2025 г.; всероссийская научно-практическая конференция «Энергетика будущего», посвященная 80-летию проф. Ф.Р. Исмагилова, г. Уфа, 30 октября – 1 ноября 2024 г.; научно-техническая конференция по РЗ и автоматизации энергетических систем «Технологический суверенитет России в области РЗА и АСУ ТП и устойчивость в условиях санкционных ограничений», г. Чебоксары, 23-25 апреля 2024 г.; выставка TNF EXPO в рамках промышленно-энергетического форума TNF 2024, г. Тюмень, 16-19 сентября 2024 г.; XI международный форум технологического развития «Технопром-2024», г. Новосибирск, 27-30 августа 2024 г.; международная конференция «Методы и средства управления режимами энергосистем в аварийных ситуациях», г. Новосибирск, 3-6 июля 2023 г.; научный семинар факультета Энергетики в рамках Дней науки НГТУ, г. Новосибирск, 6 апреля 2023 г.; научно-практическая конференция Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири «Планирование и управление электроэнергетическими системами», г. Кемерово, 2020 г.; международная конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем», г. Санкт-Петербург, 25-28 апреля, 2017 г.; VII международная научная конференция молодых ученых «Электротехника. Энергетика. Машиностроение», г. Новосибирск, 2-6 декабря, 2014 г.; Всероссийская научная конференция молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации», г. Новосибирск, 2018 - 2020 гг.

### **Публикации.**

Основные результаты диссертационного исследования опубликованы в 18 научных работах, из них статей, опубликованных в российских рецензируемых научных журналах, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора наук (перечень ВАК РФ) – 13, журнальных статей в научных изданиях, индексируемых в базах Web of Science и Scopus – 2. Получены 2 патента РФ на изобретение, 3 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

### **Личный вклад автора.**

Автор диссертации самостоятельно определил назначение, принципы работы агентов и технологии ДМАУ активных распределительных электрических сетей в целом; выполнил разработку теоретических основ противоаварийного управления режимами и РЗ оборудования АРЭС; разработал технологические основы, осуществил реализацию агентов ДМАУ для АРЭС на промышленных контроллерах, их отладку и совершенствование алгоритмов, графических

интерфейсов по результатам испытаний на физической модели. Постановка задач и научная проблематика исследования, разработка теоретических основ режимного управления технологии ДМАУ выполнялись соискателем совместно с научным консультантом д.т.н., проф. А.Г. Фишовым. Разработка способа автоматической самонастройки регуляторов частоты и обменной мощности проведена совместно с д.т.н., проф. А.Г. Фишовым, а его адаптация, реализация и экспериментальная проверка выполнена соискателем самостоятельно. Разработка испытательно-демонстрационного стенда технологии ДМАУ в части SCADA-системы наблюдения за режимами на физической модели АРЭС выполнена совместно с доцентом кафедры АЭЭС НГТУ, к.т.н. Петрищевым А.В., испытания алгоритмов удалённой синхронизации, используемой в технологии ДМАУ, выполнены совместно с доцентом кафедры АЭЭС НГТУ, к.т.н. Гулумзода А.Х.

В научных трудах, опубликованных в соавторстве, в части материала, нашедшего отражение в диссертации, соискатель представил постановку задач, разработку математических моделей, результаты прототипирования агентов и ДМАУ в целом, проведения с ними физических экспериментов и испытаний, анализа и обобщения полученных результатов.

### **Структура и объем работы.**

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений, словаря терминов, списка литературы, включающего в себя 280 библиографических ссылок, и шести приложений. Общий объем работы – 433 страницы, включая 24 таблицы и 192 рисунка.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы исследования, сформулированы цель и научные задачи диссертационной работы, представлены научная новизна, теоретическая и прикладная значимость работы, приведены методы исследования, перечислены научные положения, выносимые на защиту, обоснована достоверность полученных результатов, представлены апробация основных положений работы, личный вклад автора и структура диссертации.

**В первой главе** анализируются тенденции развития и структурно-режимные изменения электрических сетей с распределённой МГ, а также актуальные направления развития технологий режимного и противоаварийного управления в них, как по отдельности, так и в фокусе комплексного подхода.

К ключевым тенденциям развития распределительных сетей можно отнести *цифровизацию и интеллектуализацию*, которые позволяют осуществлять сетевое управление (централизованное или распределённое) потоками мощности, напряжением и оборудованием в режиме реального времени с целью оптимизации её работы, массовое *строительство МГ* (газовой, на основе возобновляемых источников энергии) и её *интеграция* в существующие сети (потоки мощности в таких сетях становятся двунаправленными – это требует пересмотра принципов управления сетью и РЗ оборудования), развитие *Мини- и МикроГрид* – локальных сегментов сети, которые могут работать как параллельно с внешней сетью, так и в «островном» режиме.

В рамках вышеуказанных тенденций развиваются технологии самовосстанавливающихся электрических сетей, осуществляется прогнозная аналитика (на основе цифровых двойников элементов распределительной сети и данных с датчиков в режиме реального времени моделируются различные сценарии, прогнозируется потребление и оптимизируются режимы). В качестве вызова при трансформации существующих электрических сетей с распределённой МГ в энергетическую инфраструктуру будущего можно выделить рост уязвимости сетей по мере их цифровизации, поэтому внедрение комплексных систем кибербезопасности рассматривается не как опциональная мера, а как неотъемлемая и важная часть любого критически важного объекта, наравне с РЗ.

Конечной целью модернизации распределительных сетей с учетом современных трендов является превращение их в активно-адаптивные сети – интеллектуальные сети, в которых в режиме реального времени без участия человека анализируется их состояние, прогнозируются события, осуществляются управляющие воздействия на выключатели, генерацию, нагрузку и различного рода регуляторы, чтобы адаптироваться к изменяющимся условиям, а не просто реагировать на них. Реализация активно-адаптивных сетей при централизованном управлении режимами невозможна без мощных вычислительных центров и программного обеспечения для обработки больших данных, а также высокоскоростных защищенных каналов связи (например, волоконно-оптические линии связи) для обмена данными между всеми элементами сети.

Цифровая трансформация электрических сетей в совокупности со строительством в значительном количестве распределённой МГ требует кардинального изменения принципов режимного управления. Удельная стоимость традиционной централизованной системы управления, когда команды идут сверху вниз от диспетчерского центра, обладающего полной картиной режима работы энергорайона, в сетях с большим количеством объектов МГ в общем объёме затрат на их строительство резко возрастает по сравнению с затратами при строительстве крупных электростанций. В таких сетях предпочтительным является создание мультиагентных систем, где каждый значимый объект оснащается собственным «интеллектом» - агентом. Это делает сеть гибкой, живучей и быстродействующей.

Появление МГ в распределительных сетях требует кардинального изменения и в подходе противоаварийного автоматического управления. Традиционные методы, рассчитанные на крупные электростанции с большими постоянными инерции синхронной генерации и прогнозируемые потоки мощности (когда единый центр/устройство управления получает информацию о напряжениях в узлах и потоках мощности в контролируемом районе сети, а затем рассылает команды на отключение генерации и/или нагрузки), являются недостаточно быстродействующими из-за ускорения электромеханических переходных процессов в АРЭС, что делает их неэффективными и даже опасными с точки зрения усугубления аварийной ситуации.

Трудности возникают и при попытке реализовать РЗ в таких сетях. Традиционно, выявление признаков внутреннего короткого замыкания (КЗ)

устройством РЗ осуществляется за счёт фиксации увеличения тока, уменьшения напряжения, снижения замеряемого сопротивления в месте установки защиты с последующим селективным отключением поврежденного элемента от источников питания, а селективность действия устройства РЗ, установленного на линии электропередачи (ЛЭП), достигается за счёт выбора параметров срабатывания пусковых органов, обеспечивающих отсутствие чувствительности к КЗ на соседних участках сети или введения отличных друг от друга времен срабатывания, или контроля угла между измеряемым током и напряжением, либо их сочетанием. Однако в замкнутых электрических сетях с распределенной МГ при многообразии режимов и коммутационного состояния сети обеспечить селективность, в общем случае, практически невозможно, т.к. в таких сетях невозможно однозначно определить значение и направление тока (относительно напряжения в контролируемом узле сети) по защищаемой ЛЭП в режиме КЗ из-за вариативности состава генерирующих установок объектов распределённой генерации, их загрузки в доаварийном режиме и состояния коммутационных аппаратов электрической сети. Вводимые для обеспечения селективности задержки срабатывания РЗ снижают эффективность противоаварийного управления, приводя к избыточным отключениям нагрузки, делениям сети и увеличению времени восстановления электроснабжения и нормального режима.

Ключевые тренды в этой области – внедрение искусственного интеллекта, разработка адаптивных алгоритмов РЗ (устройство в режиме реального времени получает данные о состоянии сети и производит перерасчет уставок для оптимальной работы в новых условиях), применение дифференциального принципа для ЛЭП распределительных сетей 6-35 кВ (полукомплекты, установленные на обоих концах линии, обмениваются данными через организованные каналы связи и обеспечивают абсолютную селективность работы).

Таким образом, несмотря на множество проводимых исследований и технических решений в части осуществления режимного и противоаварийного управления и РЗ в сетях с распределённой МГ, как правило, активно используются каналы связи для общения интеллектуальных устройств, что несомненно создает уязвимость систем управления и их высокую стоимость. Кроме того, пока не рассматривалось решение задачи комплексного автоматического децентрализованного управления режимами АРЭС.

**Во второй главе** отражены теоретические и технологические основы предлагаемого децентрализованного режимного управления в АРЭС.

Управление режимами сложных распределенных энергосистем традиционно осуществляется смешанными подсистемами управления, состоящими как из строго централизованных, иерархических, так и децентрализованных подсистем. Для осуществления централизованного и иерархического управления необходимы распределенные системы сбора данных и передачи команд управления, обеспечивающие необходимые наблюдаемость и управляемость режима для соответствующих системных задач. К числу этих задач следует отнести:

– сборку энергосистемы (активной электрической сети) с нуля,

- восстановление энергосистемы (активной электрической сети) после системных нарушений,
- осуществление астатического (вторичного) регулирования частоты с переназначением ведущей электростанции и поддержанием резервов вторичного регулирования за счет третичного,
- централизованное противоаварийное управление для предотвращения нарушений устойчивости параллельной работы и перегрузки слабых сечений сети,
- централизованная коррекция уставок регулирования напряжений в контролируемых пунктах для обеспечения баланса реактивной мощности и поддержания допустимости напряжений сети,
- корректировка уставок РЗ и ПА для обеспечения эффективности противоаварийного управления и селективности РЗ ЛЭП с двухсторонним питанием.

Для решения данных задач при переходе к системе полностью децентрализованного режимного, противоаварийного управления и автовосстановления АРЭС разработано семейство агентов ДМАУ (табл. 1) и предложены способы специализированного управления и информационного обеспечения наблюдаемости путем прямых измерений агентами локальных параметров режима, косвенных измерений удаленных параметров, идентификации классов режимов и системных событий по проявлениям в локальных процессах.

Для поддержания баланса активной мощности (регулирования частоты) в АРЭС в условиях отсутствия информационных каналов связи применим способ децентрализованного вторичного регулирования частоты сети с реализацией переназначений электростанций, осуществляющих вторичное регулирование частоты, и участия остальных в третичном регулировании. Решение о коррекции мощности на конкретной станции, участвующей в регулировании частоты, принимается установленным на ней агентом АРЧМ. Обязательным для работы агентов является непрерывная периодическая генерация синхронизированных и равных по времени тактов (длительность такта в первом приближении принимается в 2 раза больше времени ввода резервов первичного регулирования).

На каждом такте агенты АРЧМ независимо друг от друга по характеру изменения частоты в энергосистеме идентифицируют класс состояния системы регулирования частоты из заданного множества, используя для этого условия принадлежности к тому или иному классу с учетом текущего и предшествующих классов, и самостоятельно принимают решение о характере участия в регулировании частоты на основании общих для всех электростанций правил.

К основным классам состояния процесса регулирования частоты в текущем временном такте относятся:

- режим эффективного вторичного регулирования (частота находится в границах допустимых значений ее эффективного поддержания вторичным регулированием суммарной длительностью 0.6 – 1.0 от длительности такта  $f \in [f_{\text{уставки}} \pm \Delta f_{\text{доп.втор.рег}}]$ , принятое обозначение – В),

– режим неэффективного вторичного регулирования  $\bar{V}$  (баланс активной мощности на большей части продолжительности такта времени не поддерживается, т.е. не выполняется условие для класса  $V$  (рис. 1, а).

Таблица 1 – Семейство агентов ДМАУ (базовая часть)

Обозначение	Наименование	Объекты размещения	Примечание
Агент ЛИЭС	Сетевой агент комплексного управления режимом ЛИЭС	диспетчерский центр ЛИЭС (ДЦ ЛИЭС)	Результат объединения технологии управления ЛИЭС с технологией ДМАУ (агенты АРЧМ, РН РС, СХ).
Агент АРЧМ	Агент регулирования частоты и мощности электростанции	центр управления (ЦУ) станцией (ЭСт)	Децентрализованное участие электростанции в процессах первичного, вторичного и третичного регулирования частоты
Агент РН РС	Агент регулирования напряжения в районе сети	щит управления подстанции (ЩУ ПС)	Обеспечение баланса реактивной мощности контролируемого района сети в нормальном установившемся режиме
Агент ЭО	Агент экспресс отделения ЛИЭС от внешней сети	ЩУ ЭСт или ПС	Сбалансированное противоаварийное отделение ЛИЭС от внешней сети
Агент СВ	Агент управления сетевым выключателем	блок управления выключателем	Селективное отключение повреждений в ЛЭП, локализация нарушений в сети, восстановление целостности пассивных и сборка активных частей АРЭС
Агент СХ	Агент синхронизации ЛИЭС с внешней сетью	ДЦ ЛИЭС, ЦУ ЭСт,	Создание условий синхронизации для работающей в «островном» режиме ЛИЭС с внешней сетью на выключателях контролируемых и неконтролируемых сечений
Агент АДМИН	Агент администрирования	ЦУ АРЭС	Первичное конфигурирование агентов ДМАУ

Класс  $\bar{V}$  делится на классы  $\bar{V}_-$  (дефицит активной мощности) и  $\bar{V}_+$  (избыток активной мощности) с фиксацией класса состояния процесса регулирования частоты на большей части продолжительности такта.

Агенты АРЧМ обязаны придерживаться общих правил и обеспечивать распознавание следующих системных событий:

- при выделении ЛИЭС в островной режим регуляторы станции должны переключаться на вторичное регулирование частоты – распознавание данного события обеспечивается не только путем фиксации положения выключателей,

отделяющих ЛИЭС от сети, но и путем анализа качества поддержания частоты (рис. 1, б), т.к. нерегулярные колебания мощности, определяемые по эмпирической формуле  $\Delta P_{\text{НК}} = k\sqrt{P_{\text{Н}}}$ , в сетях с централизованным энергоснабжением в относительных единицах существенно меньше, чем в отдельно работающих ЛИЭС, поэтому и колебания частоты в них существенно меньше;

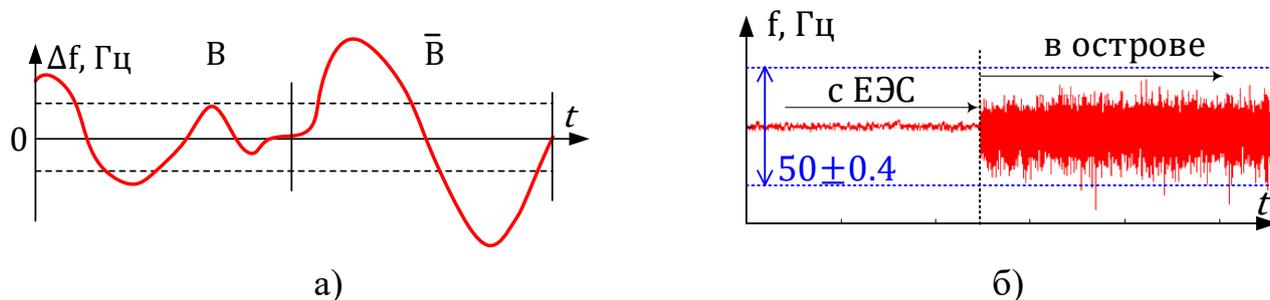


Рисунок 1 – Колебания частоты в ЛИЭС

а) такты времени при эффективном и неэффективном вторичном регулировании

б) нерегулярные колебания частоты в ЛИЭС в режимах параллельной работы с ЕЭС и в островном

- все генераторы, подключенные к АРЭС, участвуют в первичном регулировании частоты;
- каждому такту времени присваивается номер  $1, 2, 3, \dots, n$ , для  $n$  электростанций, способных осуществлять вторичное регулирование частоты;
- каждой электростанции присваивается свой уникальный идентификатор  $ID \geq 1$ ; для станций, не участвующих во вторичном регулировании  $ID > n$ ;
- при выявлении неэффективности вторичного регулирования частоты в сети на интервале времени с заданной кратностью тактов электростанция, осуществляющая вторичное регулирование, выводит из работы данную функцию, а электростанция, ID которой совпадает с порядковым номером текущего такта, наоборот, вводит режим астатического регулирования;
- при идентификации на интервале времени с заданной кратностью тактов классов состояния  $\bar{B}_-$  или  $\bar{B}_+$  на всех электростанциях (за исключением станции, осуществляющей вторичное регулирование) запускается алгоритм плавной коррекции уставки выдаваемой активной мощности, направленный на уменьшение возникшего небаланса в сети, с его остановкой в момент достижения частоты допустимого коридора класса  $B$  (достигается восстановление резерва мощности на ведущей по частоте электростанции);
- при достижении пределов по статической устойчивости параллельной работы выполняется запрет на дальнейший набор мощности генераторами. Событие проявляется значительным снижением частоты свободных колебаний активной мощности нагружаемых генераторов (в 1.5 ... 2.0 раза по сравнению с частотой колебаний в момент синхронизации ЛИЭС). Для пояснения представим уравнение движения ротора с учетом  $p = d\delta/dt$  в виде:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{\text{турб}} - (P_{11} + P_{12} \sin \delta) \rightarrow T_j p^2 \Delta \delta = -b \Delta \delta,$$

где  $T_j$  – постоянная инерции синхронного генератора;  $P_{турб}$  – механическая мощность;  $P_{11}$  – мощность, потребляемая в ЛИЭС;  $P_{12}$  – амплитуда характеристики обменной мощности с внешней сетью;  $b = (dP/d\delta)_{\delta=\delta_0}$  – постоянный коэффициент;  $\Delta\delta$  – приращение угла относительно исходного  $\delta_0$ .

Для устойчивой системы корнем уравнения является  $p = -\sqrt{b/T_j}$ . На рис. 2, а представлена зависимость частоты свободных колебаний в относительных единицах от угла  $\delta$  при  $T_j = 1$  с и  $P_{12} = 1$  о.е. Испытания на физической модели (рис. 2, б) подтвердили теоретические обоснования.

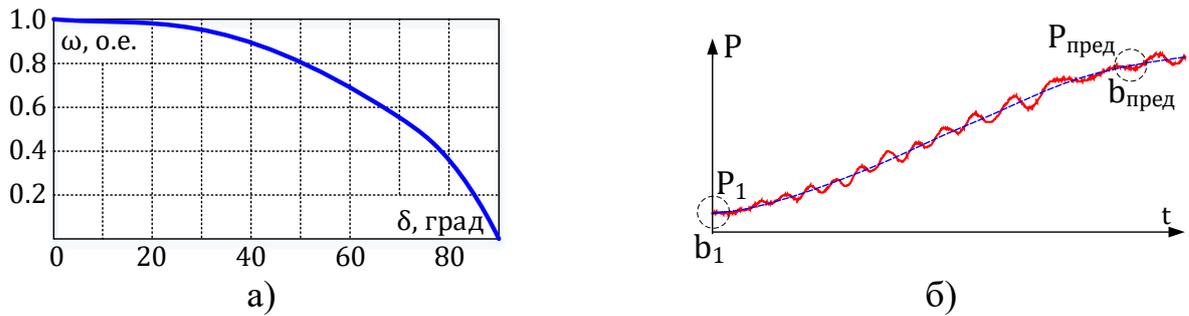


Рисунок 2 – Пояснения к фиксации предела по статической устойчивости

- а) зависимость частоты свободных колебаний от угла между ЭДС
- б) осциллограмма генерируемой активной мощности, полученная на физической модели АРЭС при достижении предела по статической устойчивости

Логика вторичного автоматического регулирования частоты (ВАРЧ) и представление процесса в виде тактовой диаграммы для энергосистемы с тремя ЛИЭС с учетом вышеуказанных правил представлена на рис. 3 (время принятия решения алгоритма до формирования управляющего воздействия составляет 2 такта подряд идентификации класс  $\bar{B}$ , или его производных).

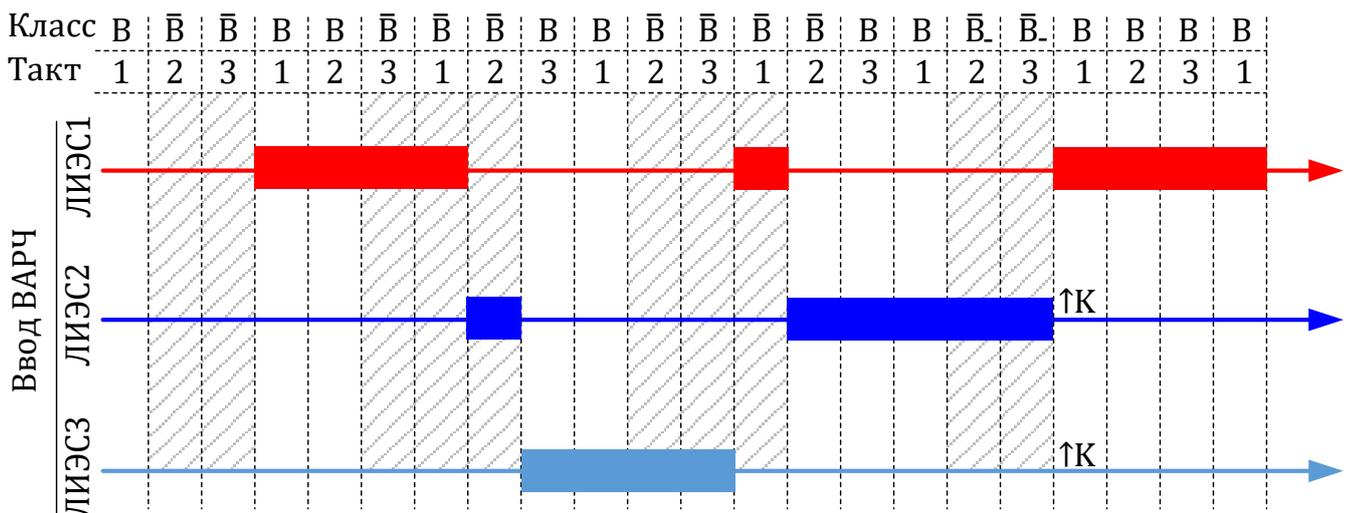


Рисунок 3 – тактовая диаграмма процесса регулирования частоты в АРЭС электростанциями ЛИЭС с децентрализованным переназначением ведущей по частоте электростанции (↑К – коррекция уставки по мощности с увеличением генерации)

Для удовлетворения требований к качеству регулирования частоты и перетоков мощности на электростанциях ЛИЭС достаточно использовать закон ПИ-регулирования, в котором канал по отклонению способен обеспечить требуемое быстродействие регулирования, а по интегралу – его астатический характер. При этом требуемое качество регулирования может обеспечиваться оптимальным соотношением коэффициентов по отклонению и интегралу отклонения выходного параметра.

Для определения такого соотношения коэффициентов предлагается способ самонастройки регуляторов частоты и обменного перетока мощности ЛИЭС путем минимизации компромиссной целевой функции  $F$  из взвешенных нормализованных значений перерегулирования и продолжительности регулирования выходного параметра для нескольких ординарных возмущений баланса мощности коммутационного характера, т.е. на основе показателей их переходных характеристик:

$$F = C_1 \cdot \Delta X_{i \text{ прив}} + C_2 \cdot T_{\text{рег}} \rightarrow \min,$$

где  $C_1, C_2$  – весовые коэффициенты, задаваемые технологом;

$\Delta X_{i \text{ прив}}$  – нормализованное перерегулирование выходного параметра;

$T_{\text{рег}}$  – нормализованная длительность регулирования выходного параметра.

Основные этапы алгоритма самонастройки ПИ-регулятора частоты в автономном режиме:

1. Инициализируются начальные коэффициенты усиления по отклонению ( $K_1$ ) и интегралу отклонения ( $K_2$ ) частоты от уставки регулятора.

2. Определяются коэффициенты разномасштабности  $d_1$  процессов при вариации мощности возмущения и разнохарактерности процессов  $d_2$  при включении/отключении нагрузки по трем ординарным процессам.

В последующих циклических процессах все  $\Delta X_i$  по мере получения масштабируются с учетом показателей характерности и масштабности процессов:

$$\Delta X_{i \text{ прив}} = \Delta X_i \cdot d_1 \cdot d_2.$$

3. Выполняется циклическая часть алгоритма: фиксируется значимый ординарный процесс, рассчитывается  $F_i$ ; коэффициент  $K_1$  уменьшается до  $K_1/2$ ; фиксируется значимый ординарный процесс, осуществляется приведение параметров, рассчитывается  $F_{i+1}$ ; коэффициент  $K_1$  увеличивается до  $1.5K_1$ ; фиксируется значимый ординарный процесс, осуществляется приведение параметров, рассчитывается  $F_{i+2}$ ; при затухающих колебаниях по  $F(K_1/2), F(K_1), F(1.5K_1)$  производится расчет оптимального  $K_{1\text{опт}}$  с учетом приведений к базовому процессу и ограничений на зону поиска; фиксируется ординарный процесс и проверяется условие повышения качества регулирования  $F(K_{1\text{опт}}) \leq F_i$ . При выполнении данного условия значение коэффициента  $K_1$  принимается равным  $K_{1\text{опт}}$ .

Далее циклическая часть алгоритма самонастройки ПИ-регулятора частоты, используемая для расчета  $K_1$ , аналогичным образом запускается при определении оптимального значения  $K_2$ .

В отличие от баланса активной мощности в сети, имеющего общий характер и контролируемого всеми участниками процесса по отклонению частоты, балансы реактивной мощности имеют локальный характер и контролируются по уровням напряжения в конкретных энергорайонах. Кроме того, здесь более обостренно проявляются противоречия в целях субъектов (сетевые компании и потребители), участвующих в регулировании напряжения. В таких условиях регулирование напряжения множествами устройств должно приводить к созданию компромиссных режимов, учитывающих интересы разных субъектов. Поэтому для организации децентрализованной системы регулирования напряжения при исключении информационного обмена можно исходить из следующих принципов:

- равные права агентов РН РС, установленных на различных объектах со средствами регулирования, что исключает дискриминацию по формированию режима напряжения электрической сети;
- единство правил для всех устройств;
- разграничение области действия противоаварийного и режимного управления (последнее осуществляется только в области нормальных режимов);
- агент РН РС контролирует параметры режима в том районе, границы которого определяются возможностями косвенных измерений напряжений на удаленных концах отходящих ЛЭП (рис. 4, где  $U_2 = |\dot{U}_1 + \dot{I}_{12} \cdot \dot{Z}_{12}|$ );

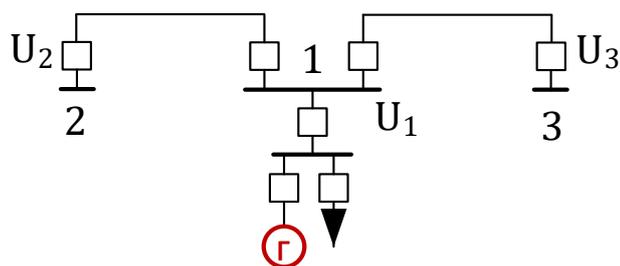


Рисунок 4 – Пример контролируемого агентом района сети по напряжению

Принятие решений агентами РН РС по корректировке баланса реактивной мощности в контролируемом районе сети, положения РПН силовых трансформаторов должно осуществляться на основе единых классов состояний напряжения во всех узлах контролируемого участка (табл. 2).

Правила корректировки баланса реактивной мощности для ввода напряжения в контролируемых узлах сети в допустимую область (класс  $U_1$ ):

- **если** фиксируется класс состояния, отличный от  $U_1$ , **то** все оптимизационные задачи игнорируются;
- **если** в узлах сети выявляются классы с допустимыми ( $U_{2+}/U_{2-}$ ) и аварийными отклонениями напряжений ( $U_{3+}/U_{3-}$ ), **то** приоритет отдается последним с целью вывода этих напряжений из недопустимого диапазона;
- **если** в нескольких узлах сети фиксируется напряжения, принадлежащие одному классу, отличному от  $U_1$ , **то** приоритет отдается тому узлу, в котором напряжение имеет меньшее отклонение от длительно допустимого диапазона;

Таблица 2 – Множество классов состояния напряжения в узле сети

Обозначение	Наименование	Условие принадлежности
U1	Нормальный	Все напряжения $U_i$ в узлах контролируемого района сети длительно допустимы: $\forall U_i \in [U_{i.норм-}, U_{i.норм+}]$
U1 <sub>опт</sub>	Нормальный оптимальный	Достигается экстремум целевой функции используемого критерия оптимальности при фиксации класса U1.
U2 <sub>+</sub>	Допустимо повышенный	Контролируемые напряжения в узлах состоят из нормальных и кратковременно допустимых повышенных: $\exists U_i \in (U_{i.норм+}, U_{i.доп+}]$
U2 <sub>-</sub>	Допустимо пониженный	Контролируемые напряжения в узлах состоят из нормальных и кратковременно допустимых пониженных: $\exists U_i \in [U_{i.доп-}, U_{i.норм-})$
U3 <sub>+</sub>	Аварийно повышенный	Напряжения в контролируемых узлах содержат аварийно повышенные, но не содержит аварийно пониженных значений: $(\exists U_i > U_{i.доп+}) \cap (\forall U_i > U_{i.доп-})$
U3 <sub>-</sub>	Аварийно пониженный	Напряжения в контролируемых узлах содержат аварийно пониженные, но не содержит аварийно повышенных значений: $(\exists U_i < U_{i.доп-}) \cap (\forall U_i < U_{i.доп+})$
U4	Режим двухсторонних нарушений	Агентом фиксирует в различных узлах контролируемого района сети как классы U2 <sub>+</sub> или U3 <sub>+</sub> , так и U2 <sub>-</sub> или U3 <sub>-</sub> .

- **если** выявляется режим двусторонних нарушений (класс U4), **то** корректировка уставки локальным интеллектуальным устройством блокируется;
- **если** количество смены знаков регулирования в единицу времени (час/сутки) превысило уставку, **то** для исключения автоколебаний системы регулирования напряжения вводятся ограничения на дальнейшие изменения;
- **если** фиксируется отключение линии с противоположного конца (косвенно по отсутствию активной мощности и наличии зарядной, характерно для длинных линий высокого напряжения), **то** класс состояния напряжения на противоположном конце этой ЛЭП игнорируется;
- **если** источником реактивной мощности достигается технологическая граница регулировочного диапазона, **то** корректировка уставки интеллектуальным устройством блокируется.
- **если** фиксируется невозможность регулирования напряжения в удаленном узле (в виду близости к нему источника реактивной мощности с бóльшим регулировочным диапазоном, определяется через коэффициент корреляции), **то** класс состояния напряжения в этом узле игнорируется.

Формула расчета адаптированного для работы в режиме реального времени коэффициента корреляции Пирсона ( $r$ ) для напряжений  $U_1$  и  $U_2$  схемы сети, отраженной на рисунке 4, выглядит следующим образом:

$$r = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^N (U_{1i} \cdot U_{2i}) - (\sum_{i=1}^N U_{1i}) \cdot (\sum_{i=1}^N U_{2i})}{\sqrt{(N \cdot \sum_{i=1}^N (U_{1i})^2 - (\sum_{i=1}^N U_{1i})^2) \cdot (N \cdot \sum_{i=1}^N (U_{2i})^2 - (\sum_{i=1}^N U_{2i})^2)}}$$

где  $N$  – общее число выборок действующих значений напряжений, поступивших для расчета. Новую -ю выборку рекомендуется добавлять лишь при фиксации изменений напряжения  $U_1$ , т.е. в месте установки источника регулирования.

Если рассчитанный коэффициент корреляции близок к 1 (например,  $r > 0.7$ ), то фиксируется прямая зависимость изменения напряжения на удалённом конце линии от напряжения в месте подключения ЛИЭС (рис. 4), если  $r \approx 0$ , то такая зависимость отсутствует, следовательно напряжение  $U_2$  на противоположном конце ЛЭП агент РН РС, установленный на ЛИЭС, скорректировать не сможет.

**В третьей главе** представлены основы противоаварийного управления и РЗ ЛЭП в АРЭС при отсутствии информационного обмена между объектами электроэнергетики. В таких сетях предлагается отказаться от концепции сохранения целостности сети с устойчивой параллельной работой генераторов при воздействии возмущений и перейти к концепции деления сети на сбалансированные энергорайоны с последующим самовосстановлением её целостности.

Любое КЗ в сети с МГ фактически приводит к нарушению устойчивости параллельной работы энергоблоков и последующему их массовому отключению от сети. В таких случаях целесообразно применять способ опережающего противоаварийного разделения активной сети на части при условии их достаточной сбалансированности по заранее выбранному (в доаварийном режиме) сечению при возникновении опасных для нарушений устойчивости параллельной работы возмущений (реализован в агенте экспресс отключения ЛИЭС от основной сети).

Из осциллограммы расчетного переходного процесса одного из генераторов реального объекта при проходящем 3-х фазном коротком замыкании во внешней сети без использования агента ЭО (рис. 5, пунктирные кривые) можно увидеть нарушение устойчивости параллельной работы с проворотом ротора генератора относительно внешней сети. В реальных условиях энергоблоки электростанции при таком процессе были бы отключены защитами с полным погашением электростанции. Для рассматриваемого КЗ при введенном агенте ЭО на отделение ЛИЭС (рис. 5, сплошные кривые, время отключения – 0.08 с) следует, что колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков.

Во взаимодействии с агентом ЭО предлагается способ РЗ *системообразующих ЛЭП АРЭС в процессе противоаварийного разделения и последующего децентрализованного самовосстановления схемы и нормального*

режима. При разработке способа комплексного децентрализованного противоаварийного управления режимом АРЭС или ТИЛИЭС и РЗ ЛЭП с двухсторонним питанием ставилась задачи повышения надежности электроснабжения потребителей, снижения времени восстановления целостности и нормального режима ЭС, а также исключения необходимости «прямого» селективного отключения поврежденных ЛЭП путем неселективного отключения группы элементов в районе сети с признаками аварийного режима с последующим быстрым восстановлением схемы района за счет интеллектуального автоматического повторного включения (АПВ). При этом элементы с устойчивыми повреждениями остаются селективно отключенными.

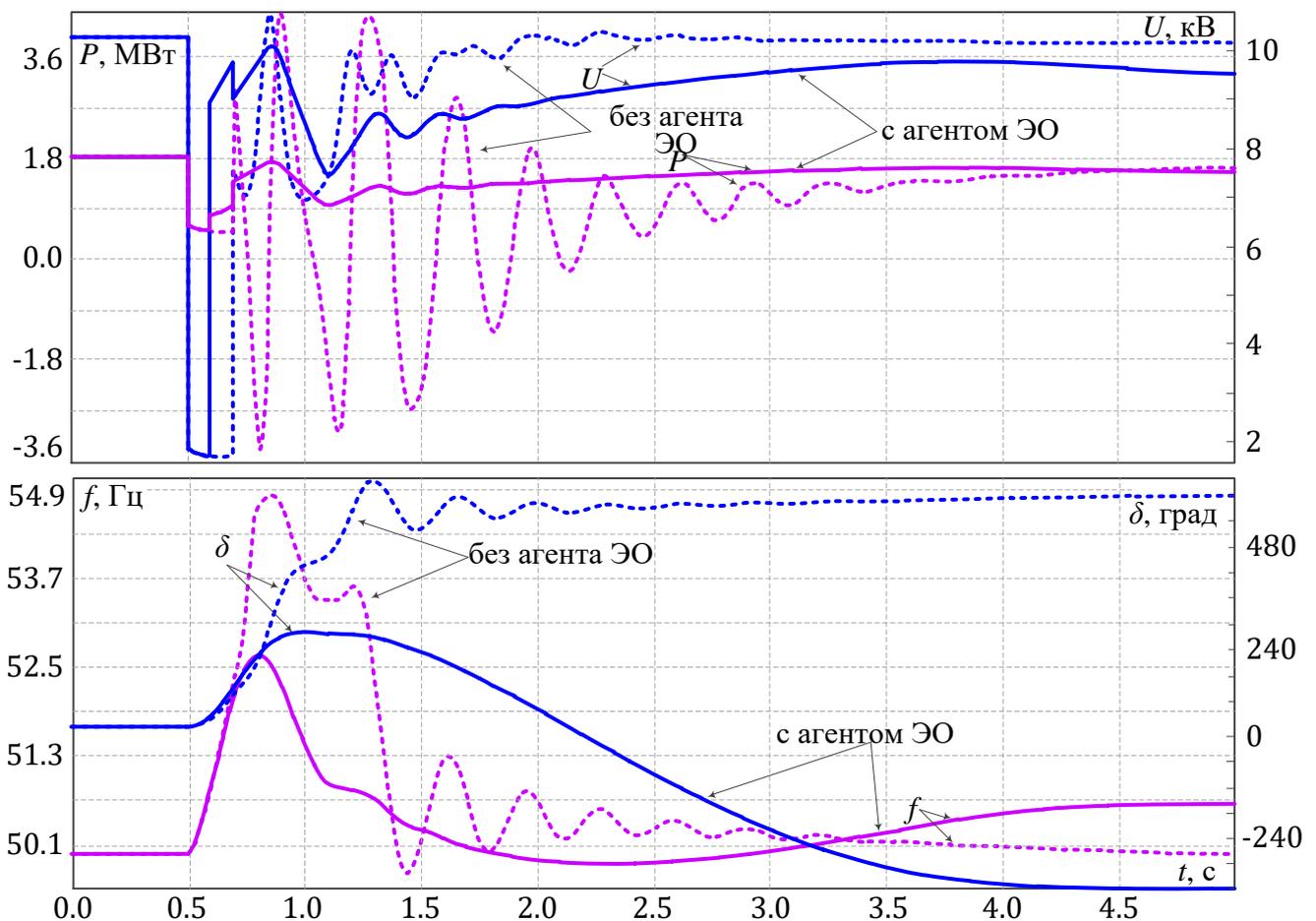


Рисунок 5 – Переходные процессы в ЛИЭС при трёхфазном КЗ во внешней сети длительностью 0.15 сек с последующим нарушением устойчивости режима (без агента ЭО) и с отделением станции, работающей на местную нагрузку, от внешней электрической сети под действием агента ЭО

Решение поставленной задачи в способе достигается рядом децентрализованно согласованных последовательных действий РЗ и ПА в общем процессе управления при КЗ:

- опережающим действием агента ЭО (при его пуске), осуществляющим отключение генераторов и/или групп генераторов со сбалансированной нагрузкой;
- селективным отключением трансформаторов, фидеров нагрузки;

- неселективным отключением ЛЭП в районах с аварийными параметрами напряжения (снижение напряжения прямой последовательности ниже уставки или превышение напряжения обратной последовательности уставки срабатывания);
- запуском повторного включения выключателей отключенных линий электропередачи *в своих квантах времени* с контролем отсутствия КЗ;
- повторным отключением выключателей с ускорением и блокировкой АПВ при выявлении признаков КЗ;
- гармонизированным и сканирующим регулированием частоты и напряжения на генераторах или группах генераторов, отделившихся при сбалансированном с собственной нагрузкой противоаварийном отключении от сети, для создания условий срабатывания на включение выключателей с двухсторонним питанием при улавливании синхронизма;
- включением с улавливанием синхронизма отключенных выключателей с двухсторонним нормальным напряжением;
- переводом регуляторов мощности и напряжения в обычный режим регулирования при параллельной работе по признакам возникновения параллельной работы генераторов при включении выключателей.

В качестве примера рассмотрим АРЭС, в которой в доаварийном режиме (рис. 6, а) все выключатели включены и генераторы (19, 20, 21) работают параллельно в общей сети.

При возникновении КЗ на фидере нагрузки (18) образуется район сети (31) с аварийными отклонениями параметров (рис. 6, б), например (снижение напряжения прямой последовательности).

Для района электрической сети с генерацией (24), находящейся в зоне (31) агент ЭО опережающим образом отключает этот район (24) от сети (рис. 6, б) со временем 0.07 с (принято при использовании вакуумных выключателей с временем отключения 0.06 сек с учетом времени срабатывания агента), воздействуя на выключатель (17). РЗ повреждённого фидера и все интеллектуальные устройства, управляющие выключателями системообразующих ЛЭП и реагирующие на отклонение напряжений прямой и обратной последовательности (агенты СВ), в зоне сети с КЗ (31) без учета селективности действуют на отключение соответствующих выключателей (рис. 6, в), а именно агенты СВ, действующие на сетевые выключатели (8, 9, 10, 11) и устройство РЗ поврежденного фидера нагрузки, действующего на выключатель (18).

В первом *такте времени* после отключения выключателей агентами СВ при представленном варианте распределения по выключателям *квантов времени* внутри *такта* (рис. 6, д) последовательно включаются сетевые выключатели с односторонним напряжением: (8), следом (9), затем (10). На выключателе (11) агентом СВ запускается АПВ с улавливанием синхронизма, т.к. напряжение появляется с двух сторон отключенного выключателя, с действием без учета своего разрешающего кванта в такте времени (рис. 6, г).

Далее, при возникновении нормального напряжения и частоты со стороны внешней сети относительно выключателя (17) автоматика ЛИЭС (24) включает ее с

синхронизацией на параллельную работу с сетью путем включения выключателя (17). В случае невозможности синхронизации ЛИЭС (24) по истечению заданного промежутка времени в изолированной ЛИЭС (24) и параллельно работающей (22,23) запускается сканирующая синхронизация и при выполнении условий синхронизации выключатель (17) включается.

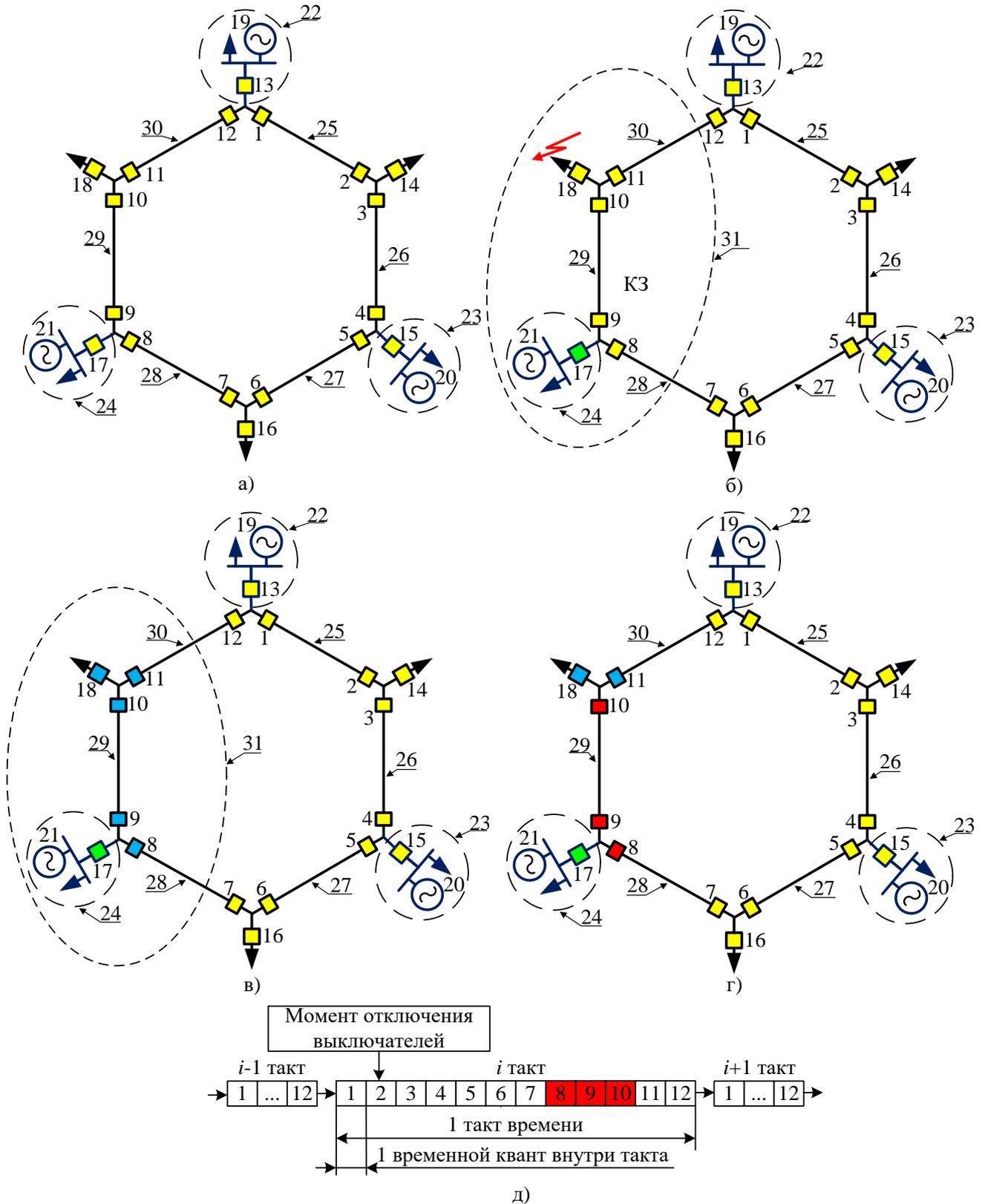


Рисунок 6 – Пояснения к способу комплексного противоаварийного управления режимом АРЭС и работе агентов СВ линий с двухсторонним питанием

Таким образом, при КЗ на фидере нагрузки в результате работы предложенного способа комплексного управления и защиты объектов электрической сети селективность отключения поврежденного элемента сети и сохранение нормального режима сети обеспечены. Работоспособность предложенного способа подтверждается и в случае устранившегося или неустранившегося КЗ на любой из ЛЭП (25-30).

Процесс сканирующей синхронизации, направленной на создание условий успешности АПВ с улавливанием синхронизма на удалённых от генерации выключателях (например, сетевых), осуществляется агентом СХ и состоит из:

- распознавания квазиустановившегося послеаварийного режима для каждой активной части разделившейся сети;
- идентификации регулировочных возможностей электростанций в разделившихся частях сети посредством классификации балансов активной и реактивной мощности;
- гармонизации напряжения и частоты для каждой активной части разделившейся сети;
- сканировании выполнения условий синхронизации в частях сети с балансами активной и реактивной мощности, а также на отделившихся электростанциях путем низкочастотного согласованного (гармонизированного) регулирования частоты и напряжения;
- включении сетевых коммутационных аппаратов, улавливающих выполнение условий синхронизации;
- выявлении на электростанциях ЛИЭС, включаемых на параллельную работу, признаков ее возникновения с последующим прекращением сканирования. Признаком включения активных частей сети на параллельную работу является возникновение в перетоке мощности по внешним связям значительных свободных колебаний с частотой электромеханического переходного процесса (рис. 7, а), определяемой синхронизирующей мощностью при нулевом угле включения на параллельную работу. Теоретические обоснования подтверждаются результатами экспериментов на физической модели АРЭС (рис. 7, б).

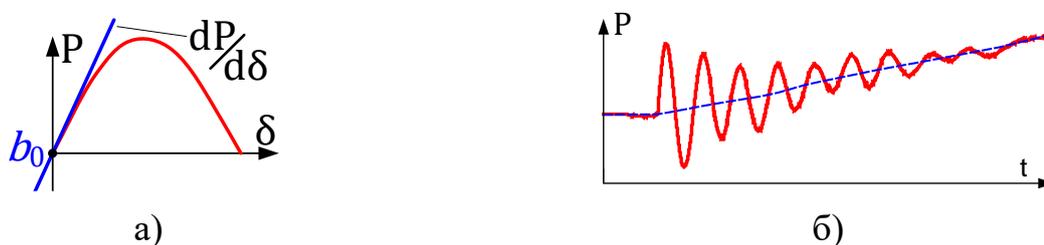


Рисунок 7 – Пояснения к фиксации факта включения генератора(ов) на параллельную работу по возникновению колебательного электромеханического переходного процесса при максимуме синхронизирующей мощности

- а) статическая характеристика обменной мощности с указанием её производной при нулевом угле между ЭДС в момент синхронизации
- б) осциллограмма активной обменной мощности, полученная на физической модели при включении генераторов или ЛИЭС в основную сеть

Под *гармонизацией* напряжения и частоты понимается такая работа регуляторов возбуждения и мощности, которая направлена на приведение к одинаковому уровню относительных значений напряжения и частоты по отношению к их номинальным значениям для обеспечения постоянства полученного равенства или последующего их согласованного изменения в заданном диапазоне (*сканирования*) для создания условий успешной синхронизации активных частей сети на удаленных сетевых выключателях.

Необходимость *гармонизации* заключается в уменьшении количества параметров (напряжение и его угол, частота по концам выключателя) совпадение которых является обязательным условием срабатывания АПВ с улавливанием синхронизма.

На рисунке 8 представлен пример низкочастотного согласованного изменения частоты и напряжения ( $f, U$ ) в активной части сети, способной балансировать активную и реактивную мощность, и другой части (дефицитной) с пониженными *гармонизированными* параметрами режима ( $f < f_{\text{ном}}$ ,  $U < U_{\text{ном}}$ ).

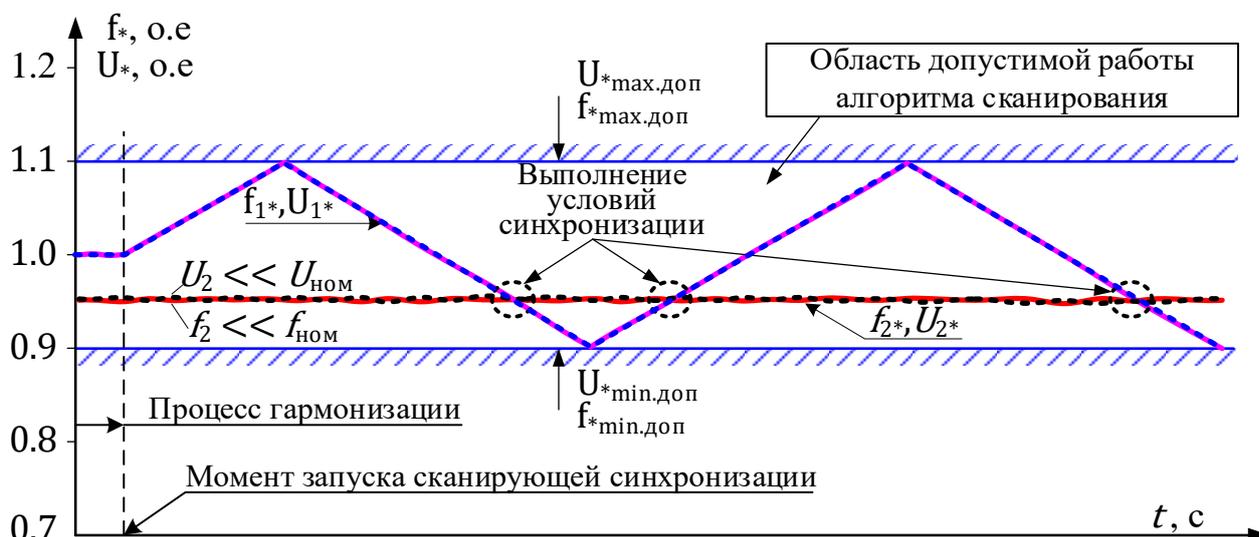


Рисунок 8 – Пример процесса сканирования условий удаленной синхронизации  $f_{1*}, U_{1*}$  – частота и напряжение в 1-й отделившейся активной части сети, о.е.;  $f_{2*}, U_{2*}$  – частота и напряжение во 2-й отделившейся активной части сети, о.е.

**В четвертой главе** представлены результаты разработки и испытаний прототипов агентов децентрализованной мультиагентной системы режимного и противоаварийного управления в ТИЛИЭС. Цель разработки и испытаний агентов состояла в доказательстве осуществимости и эффективности комплексного ДМАУ режимами ТИЛИЭС.

Агент – это интеллектуальное устройство, осуществляющее фрагмент основного функционала данной системы. Совместное действие агентов разного назначения, установленных в узлах сети, позволяет достичь комплексного эффекта – осуществления и восстановления нормального режима её работы и противоаварийного управления без участия человека в режиме отсутствия информационных каналов связи.

Такое взаимодействие агентов ДМАУ осуществляется по принципам роевого интеллекта – парадигмы, при которой глобальная координация и адаптация возникают как эмерджентное свойство множества простых агентов, следующих локальным правилам и реагирующих на изменения в окружающей среде.

Разработка ДМАУ с роевым искусственным интеллектом экспертного типа выполнена на следующих методологических основаниях:

#### 1. Вводе понятий:

*Рой* – объект с множеством однородных самодостаточных элементов, взаимодействующих в непрерывных процессах децентрализованной самоорганизации в целом для максимальной эмерджентности и дезорганизации для максимальной живучести.

*Роевый интеллект (РИ)* – компонент интеллекта самодостаточных элементов, определяющий их стремление и способность к роевой децентрализованной самоорганизации.

*Роевый искусственный интеллект экспертного типа (РИИЭТ)* – компьютерный роевый интеллект, создаваемый для решения задач децентрализованного управления самоорганизацией в целом для максимальной эмерджентности и дезорганизации для максимальной живучести на основе экспертной технологии.

#### 2. Формулировании принципов самоорганизации роя:

- самозапуск функционирования элементов;
- стремление элементов и частей к объединению в нормальных условиях;
- стремление к самосохранению (живучести) через отделение элементов и частей роя в условиях угроз с последующим восстановлением целостности;
- стремление к поддержанию максимальной эмерджентности роя и его частей.

3. Обосновании и формализации процессов взаимодействия элементов роя применительно к ТИЛИЭС под децентрализованным управлением РИИЭТ ДМАУ:

- поддержание самобаланса ЛИЭС для спорадических противоаварийных отделений;
- поддержание балансов реактивной мощности и напряжения в локально контролируемых районах электрической сети;
- участие ЛИЭС во вторичном и третичном регулировании частоты с самоназначением ведущей электростанции;
- переход или возврат к заданному режиму обмена мощностью после объединения;
- разрешенная синхронизация ЛИЭС с внешней сетью при объединении;
- экспресс противоаварийное сбалансированное отделение ЛИЭС для сохранения энергоснабжения потребителей и электростанций в работе;
- отключение сетевых элементов (линий электропередачи) при высокой вероятности внутреннего КЗ;

- АПВ выключателей ЛЭП с нормальным односторонним напряжением в квантах времени безопасного включения;
- АПВ выключателей с двухсторонним напряжением с улавливанием синхронизма;
- гармонизация напряжения и частоты генераторов ЛИЭС для синхронизации активных частей сети на удаленных сетевых выключателях;
- сканирование условий синхронизации для включения на параллельную работу разделенных частей ТИЛИЭС;
- ограничение по устойчивости выдаваемой генераторами в сеть мощности.

#### 4. Разработке основных интеллектуальных компонент РИИЭТ ДМАУ:

- идентификация системных свойств режимов по локальным проявлениям;
- идентификация системных событий по локальным проявлениям;
- база продукционных правил принятия решений агентами;
- процедуры принятия решений агентами (рассуждений);
- модели процессов управления;
- модели косвенных измерений, идентификации системных свойств режимов и событий;
- структура агентов ДМАУ с распределенным интеллектом.

Таким образом, ДМАУ с роевым искусственным интеллектом экспертного типа обеспечивает создание «коллективного разума» в управлении ТИЛИЭС. При этом каждый агент, обладая только локальной информацией, внутренними моделями идентификации и формализованными экспертными знаниями, способен как к самостоятельному, так и к координированному поведению. Это позволяет системе управления в целом демонстрировать такие свойства, как живучесть, адаптивность и способность к самоорганизации, необходимые для надежного функционирования ТИЛИЭС.

Реализация функционала прототипов агентов ДМАУ выполнена на аппаратной базе контроллеров семейства RAPTOR (АО «ИАЭС»), работающих под управлением отечественной операционной системы КПДА. На этапе прототипирования все агенты, установленные на одном объекте (ЛИЭС, подстанция) реализованы в виде отдельных подсистем с четко определённой конфигурацией в едином процессорном блоке.

Осуществлена разработка физической модели ТИЛИЭС с ДМАУ, в состав которой входят силовое и коммутационное оборудование, измерительные приборы, а также система управления (рис. 9).

Для обеспечения полной наблюдаемости и управляемости режима моделируемой сети при испытаниях разработана система сбора информации о состоянии каждого агента, локально контролируемых ими режимных параметрах в узлах и ветвях сети. Фрагмент главного окна разработанной системы мониторинга в моделируемой ТИЛИЭС для варианта кольцевой сети представлен на рис. 10, где

визуализируется коммутационное состояние сети (1) с выделением ЛИЭС, осуществляющей вторичное регулирование частоты в данный момент времени, графики измеряемых частот всех ЛИЭС на заданном интервале времени, разделённом на 9 последовательных тактов работы агентов АРЧМ, с отражением в каждом из тактов ЛИЭС, осуществляющей вторичное регулирование (2), баланс обменной активной мощности каждой ЛИЭС с внешней сетью (3), потокораспределение в сети (4), и эпюры напряжения (5) в ней.

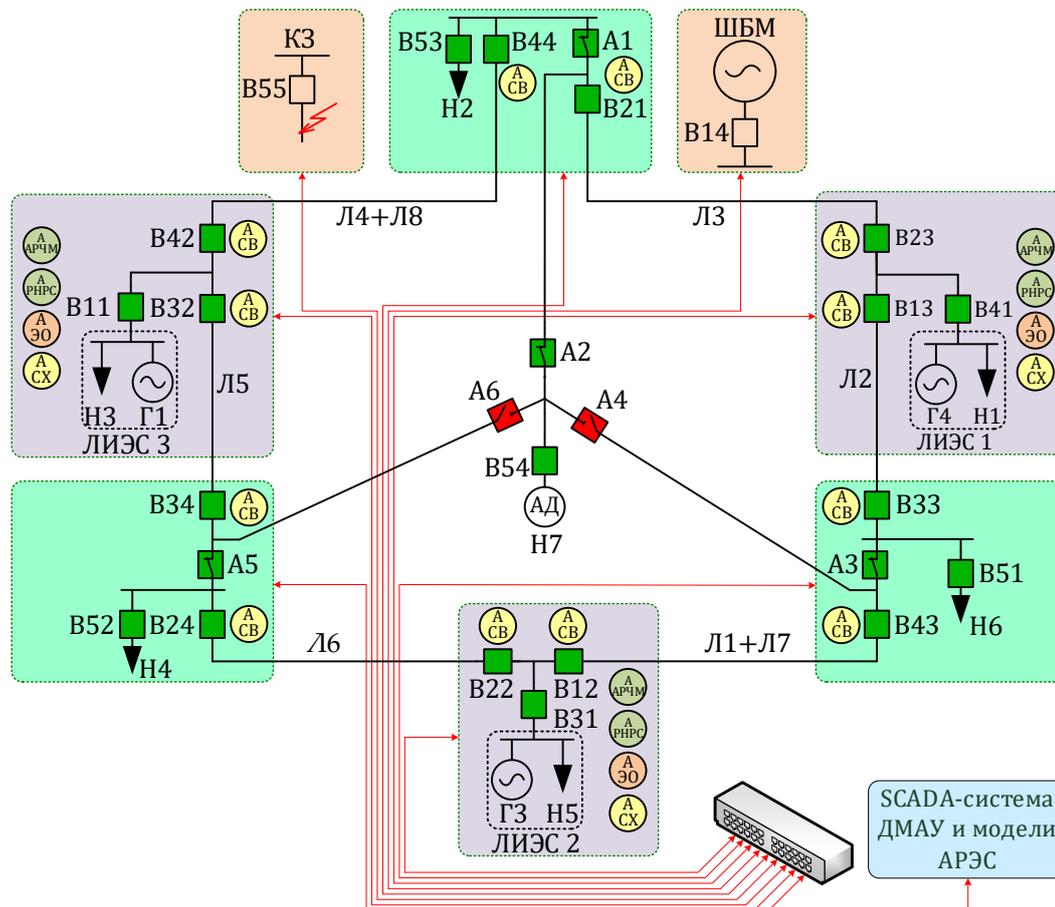


Рисунок 9 – Представление испытательного стенда в части схемы ТИЛИЭС с расстановкой агентов ДМАУ и системой контроля экспериментов

Испытания технологии ДМАУ осуществлялись при вариации 3-х типов схем системообразующей сети (кольцевой, цепочечной и радиальной) и режимных условий. В состав программы испытаний вошли: автоматическая сборка сети, режимное управление, аварийное или противоаварийное разделение сети, комплексное управление (режимное, противоаварийное, автовосстановление); селективное отключение поврежденных линий при комплексном управлении.

Ниже представлены основные этапы и полученные при этом результаты испытания технологии децентрализованного мультиагентного режимного и противоаварийного управления для ТИЛИЭС с кольцевой схемой основной сети.

*Исходное состояние схемы:* все генераторы ЛИЭС запущены, несут собственную нагрузку, готовы к включению в общую сеть, внешняя сеть обесточена, все выключатели в сети отключены. Вся внешняя нагрузка отключена (рис. 11, а). Агенты СВ, АРЧМ, РН, СХ вводятся в работу.

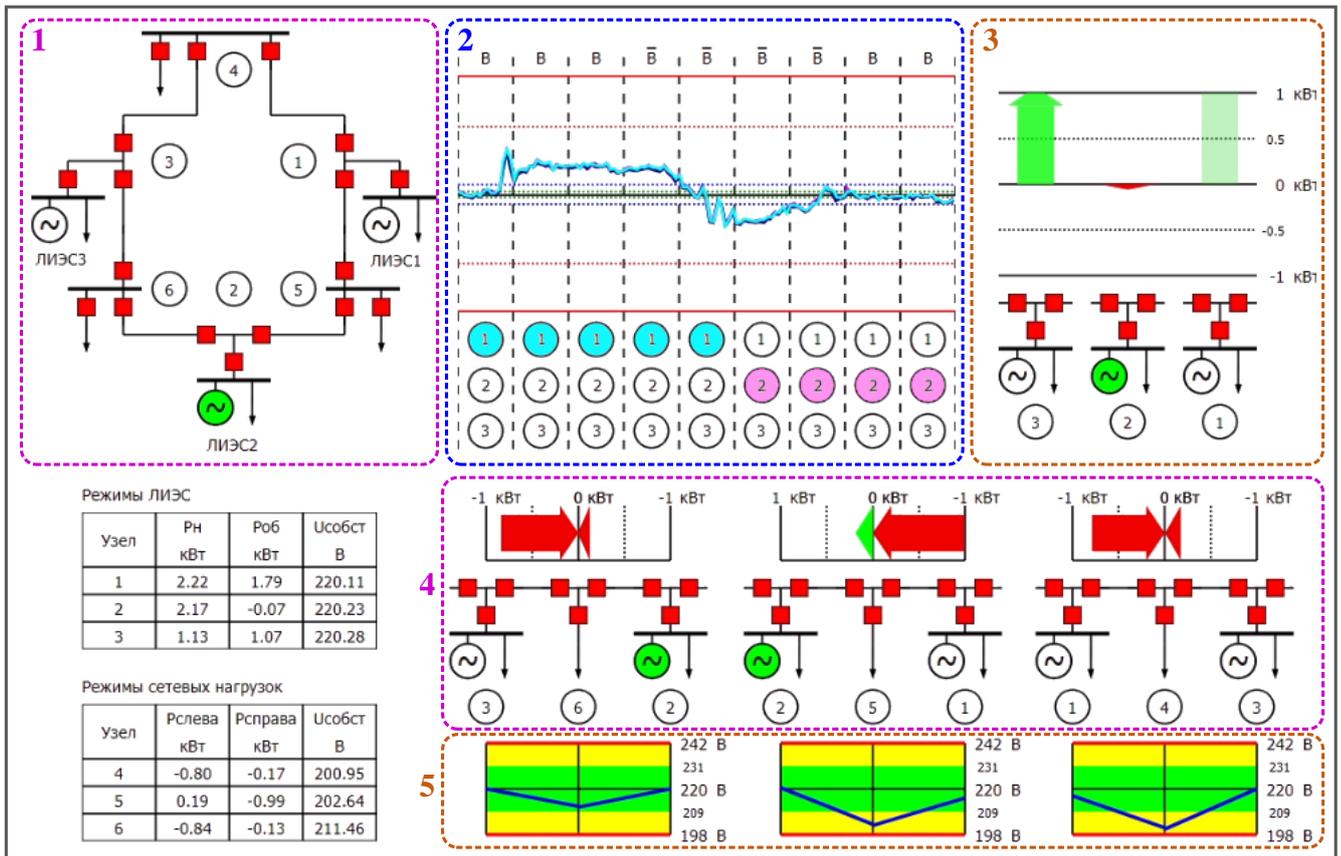


Рисунок 10 – Видеокадр контроля режима разработанной SCADA-системы для варианта кольцевой сети

Автоматика управления нагрузкой настроена так, чтобы через 0.1 с отключать присоединение при глубоких просадках напряжения и включать его при восстановлении напряжения и частоты в коридоре допустимых значений. Время включения Н6 и Н4 – 20 и 30 сек соответственно. Автоматическое включение нагрузки Н2 в данном эксперименте заблокировано, т.к. в дальнейшем используется для моделирования крупных режимных нарушений баланса. Уставка органа минимального напряжения агентов СВ равна 165 В ( $0.75U_{ном}$ ).

*Исходный режим:* сеть обесточена, напряжение/частота на шинах всех ЛИЭС находится вблизи 220 В/50 Гц.

*Процесс:* вводятся в работу агенты ЭО, тем самым разрешая ЛИЭС включаться на параллельную работу с внешней сетью. Начинается автоматическая децентрализованная сборка сети.

1 этап – образование трёх активных районов сети в окрестности каждой ЛИЭС (рис. 11, б), длительность – 13 с.

2 этап – происходит синхронизация и включение на параллельную работу (рис. 12, область 1) всех ЛИЭС с последующей окончательной сборкой кольцевой сети (рис. 11, в). При включении ЛИЭС на параллельную работу регуляторы всех станций переводятся в режим поддержания нулевого обменного перетока. В силу исходной сбалансированности каждой ЛИЭС частота в ТИЛИЭС находится в коридоре допустимых значений  $50 \pm 0.3$  Гц. Агентами АРЧМ режим распознаётся, как нормальный, поэтому в действии остается только ОПРЧ.

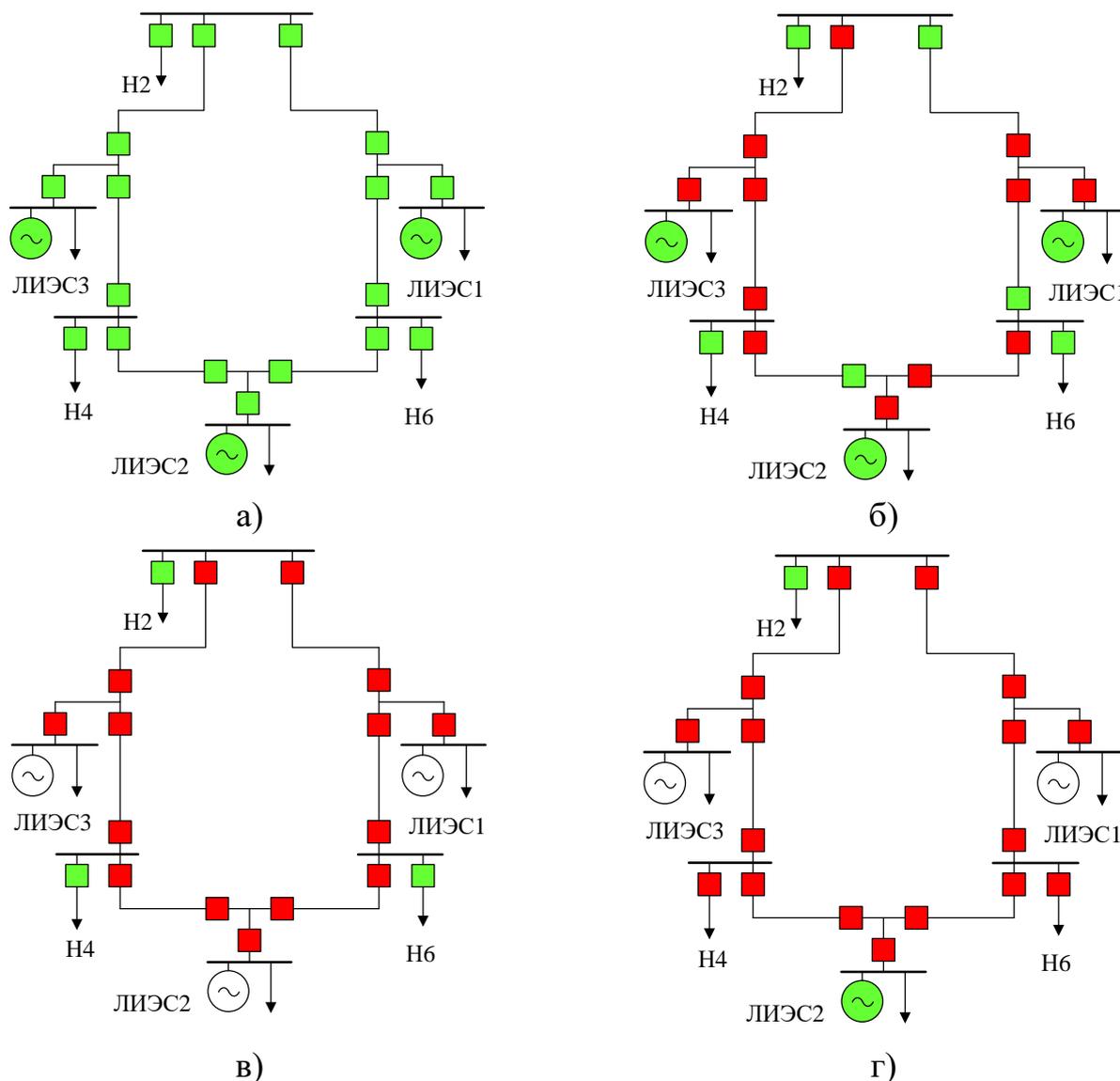


Рисунок 11 – Этапы автоматической сборки сети

3 этап – поочередное автоматическое включение сетевых нагрузок Н6 и Н4. В результате частота сети опускается ниже коридора допустимых значений, и 2 такта вторичного регулирования агентами АРЧМ фиксируется режим «Дефицитный», на станции ЛИЭС2 автоматически вводится вторичное регулирование (рис. 12, область 2), т.к. текущий такт соответствует идентификатору станции ЛИЭС2. На остальных ЛИЭС осуществляется коррекция уставки по выдаваемой мощности. Длительность процесса – 80 с. Итоговая схема сети с отображением ведущей по частоте станции (выделена зелёным) представлена на рисунке 11, г.

4 этап – за 1 такт (30 с) станция ЛИЭС2 успевает ввести частоту в коридор допустимых значений – фиксируется нормальный установившийся режим (рис. 12, область 3). Автоматическая сборка сети с автоматическим поочередным включением сетевой нагрузки выполнена.

5 этап – внешней командой создаётся аварийное возмущение в сети (КЗ через переходное сопротивление на линии вблизи выключателя В44 и шин ЛИЭС3). В результате снижения напряжения в районе узла 3 автоматически отключаются сетевые выключатели В13, В44, В41 и В43, выключатель нагрузки Н4 и

выключатель ЛИЭС3 (рис. 13, а). Подпитка точки КЗ прекращена, выключатель КЗ сохраняется включенным (имитация неустранившегося КЗ).

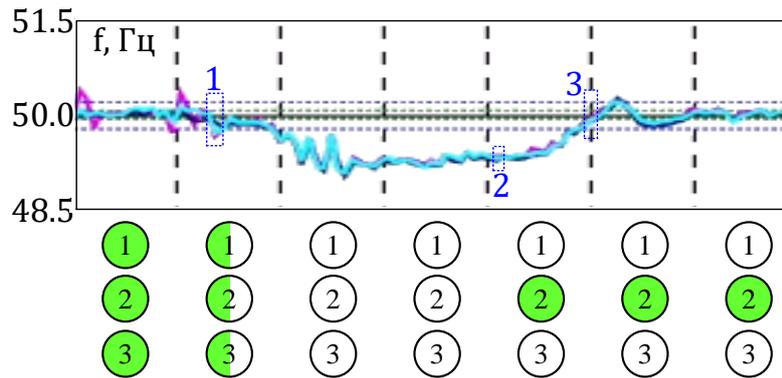


Рисунок 12 – График изменения частоты с отображением ведущей по частоте ЛИЭС (режим до КЗ)

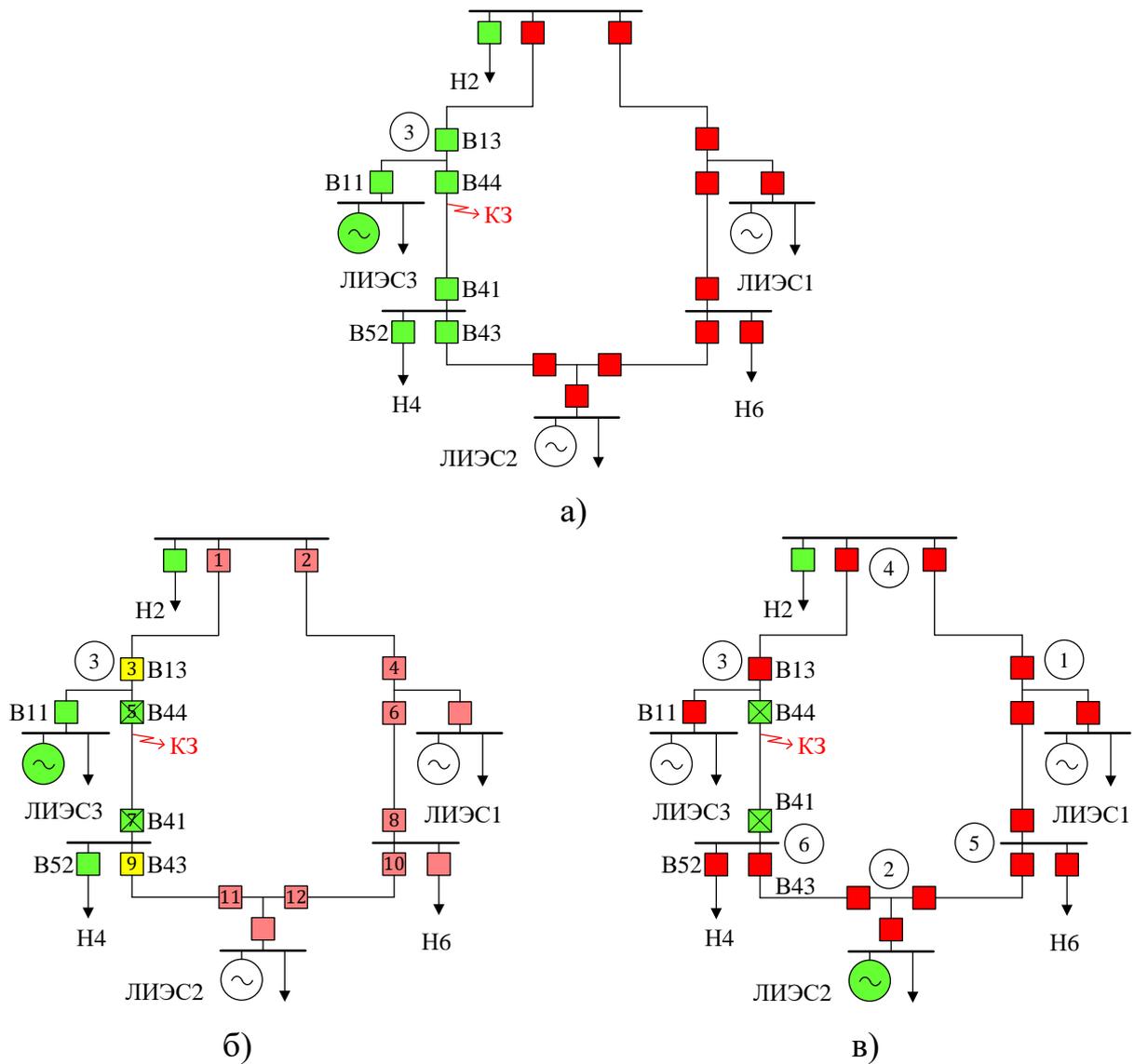


Рисунок 13 – Этапы управляемого разделения и восстановления ТИЛИЭС при возникновении устойчивого КЗ

6 этап – в своём кванте времени повторно успешно включается сетевой выключатель В13, затем В44 включается на КЗ и с ускорением отключается с

запретом АПВ. Затем успешно включается выключатель В43. Выключатель В41 включается на КЗ и с ускорением отключается с запретом АПВ. Схема сети после автоматического включения сетевых выключателей представлена на рисунке 13 (б), где внутри выключателей отмечена очередность их включения, желтым отмечены выключатели, успешно включенные в свои кванты времени, а зеленым с перекрещенными линиями внутри – выключатели, включенные внутри своего кванта на КЗ и затем отключенные с ускорением и запретом АПВ.

7 этап – автоматически включается нагрузка Н4. Через 56 с ЛИЭС3 повторно синхронизируется в единую ТИЛИЭС (рис. 14, область 1) – селективность отключения повреждённой ЛЭП обеспечена, а здоровая часть ТИЛИЭС полностью собрана (рис. 13, в). После фиксации дефицитного режима энергосистемы на станции ЛИЭС2 автоматически вводится в работу вторичное регулирование (рис. 14, область 2), а на станциях остальных ЛИЭС осуществляется коррекция уставки по выдаваемой мощности. Частота в ТИЛИЭС в результате работы агентов АРЧМ после всех возмущений вводится в допустимый диапазон нормального режима (49.98 Гц).

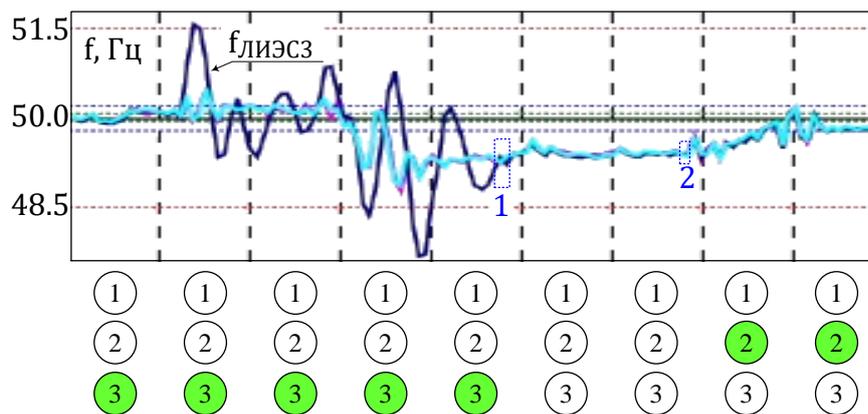


Рисунок 14 – График изменения частоты с отображением ведущей по частоте ЛИЭС (после КЗ)

8 этап – агентами АРЧМ идентифицируется нормальный режим по частоте и агенты РН РС вводят напряжения в узлах сети в диапазон допустимых значений  $220 \text{ В} \pm 5\%$  (рис. 15).

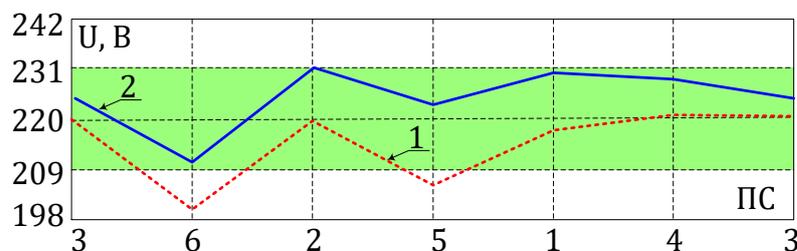


Рисунок 15 – Эпюры напряжений в послеаварийном режиме ТИЛИЭС без (1) и с (2) участием агентов РН РС

**В пятой главе** рассматриваются вопросы совершенствования цифровых средств противоаварийной автоматики и релейной защиты в ЛИЭС.

Производители генерирующего оборудования ЛИЭС поставляют его с такими настройками РЗ, которые гарантируют его длительную и безопасную работу. Любое изменение этих настроек приводит к прекращению гарантийных обязательств, поэтому их изменение со стороны собственника - маловероятно. Следовательно, времена срабатывания этих защит являются определяющими при согласовании агентов, участвующих в противоаварийном разделении ТИЛИЭС. Так, учитывая задержку на аварийное отключение энергоблоков по признакам КЗ в электрической сети в 100 мс, для сохранения в работе объектов МГ агентом ЭО необходимо сбалансированно отделить ЛИЭС от КЗ во внешней сети за время меньше указанного (60 – 80 мс). Аналогичные требования по быстродействию возникают для токовых защит отходящих присоединений внутри ЛИЭС, ведь любая задержка приведет к полной остановке генерирующего оборудования.

Для оценки быстродействия таких защит в условиях экстремальных КЗ, сопровождающихся насыщением ТТ, произведено моделирование цифровой мгновенной токовой отсечки (МТО) на примере присоединения 10 кВ. Осциллограммы сигналов в цепях цифровой модели МТО при имитации максимальных токов КЗ с учетом схемы соединения ТТ и максимальных значений остаточных индукций в них представлены на рисунках 16 и 17.

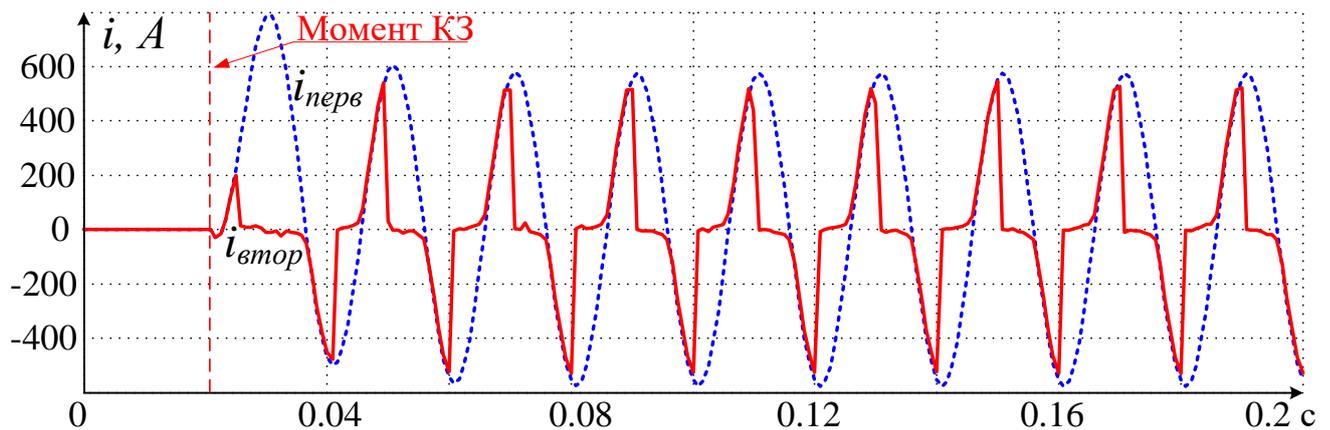


Рисунок 16 – Осциллограммы первичного ( $i_{перв}$ ) и вторичного ( $i_{втор}$ ) токов рассматриваемого ТТ при внутреннем трехфазном КЗ с током 16296 А

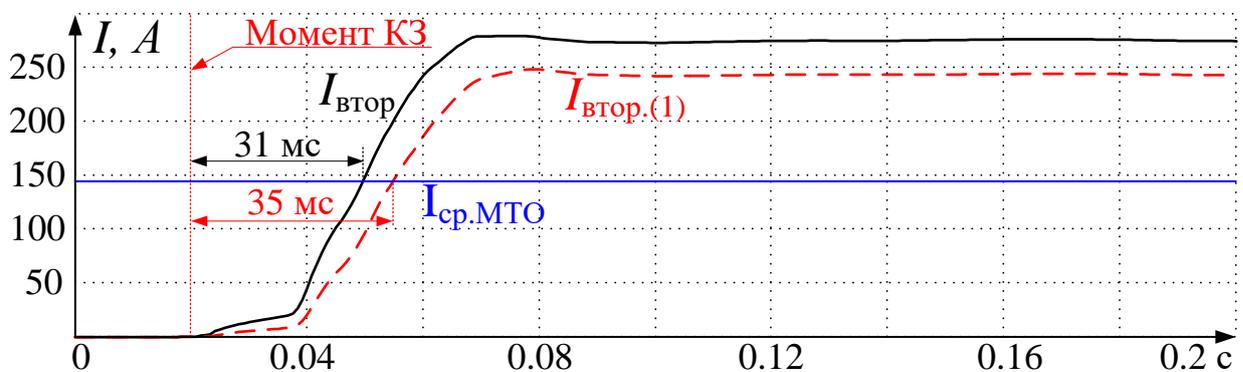


Рисунок 17 – Осциллограммы выходных сигналов измерительных органов МТО при выделении ими действующих значений фазного тока  $I_{втор}$  и основной гармоники фазного тока  $I_{втор(1)}$  при трехфазном КЗ вблизи моделируемого ТТ

Результаты моделирования показали, что время срабатывания МТО существенно зависит от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a$ , погрешности ТТ при КЗ вблизи рассматриваемого ТТ в установившемся режиме (параметр режима  $A$ ), отношения тока срабатывания защиты  $I_{СЗ.МТО}$  к максимальному току КЗ  $I_{КЗ}$  через ТТ. Пример такой зависимости для измерительного органа защиты, определяющего действующее значение фазного тока, для моделируемого ТТ при  $A = 1.73$  приведён на рисунке 18.

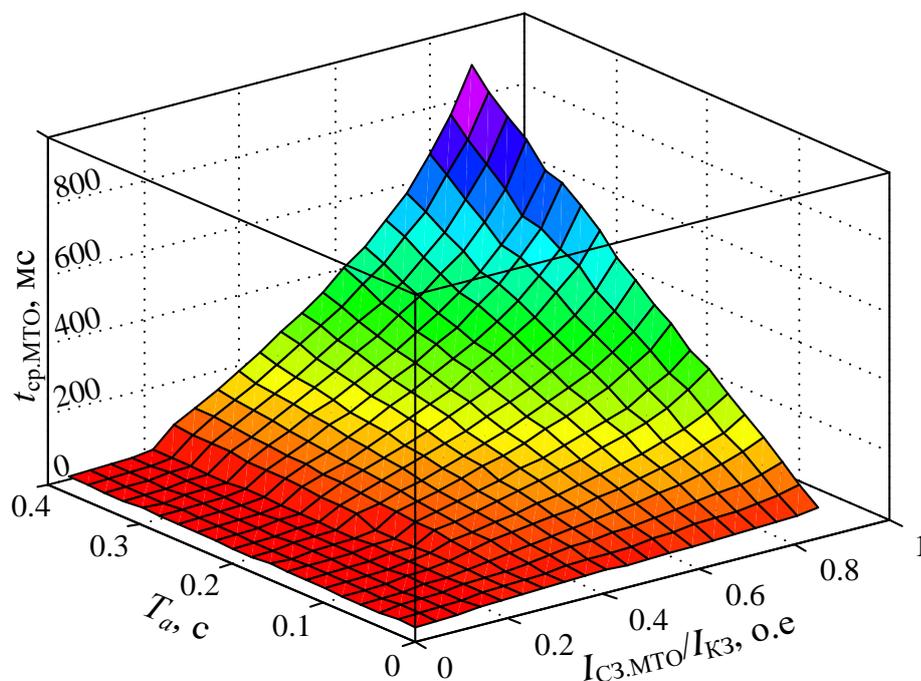


Рисунок 18 – Зависимость времени срабатывания МТО при трехфазном КЗ вблизи установки ТТ от  $T_a$  и  $I_{СЗ.МТО}/I_{КЗ}$  при  $A = 1.73$

Для  $A \in [1.73; 3.5]$  эту зависимость (рис. 18) достаточно точно описывает эмпирически полученное выражение:

$$t_{\text{ср.МТО}} = 12 \sin(2\pi T_a) \cdot \sin\left(0.8\pi \frac{I_{\text{СЗ.МТО}}}{I_{\text{КЗ}}}\right) \cdot e^{2\pi T_a + \pi \frac{I_{\text{СЗ.МТО}}}{I_{\text{КЗ}}} - 0.1A} + 20.$$

При значениях параметра режима  $1.73 > A > 1$ , устойчивое срабатывание защиты без значительной задержки наблюдается при малой постоянной  $T_a$  (до 0.1 с). В таком случае уставка по току не должна превышать 0.8 от расчетного тока КЗ. При иных значениях рассматриваемых параметров необходимо полноценное моделирование исследуемой защиты для оценки необходимости мероприятий по исключению задержки в срабатывании МТО.

Для исключения задержек в срабатывании в токовых отсечках при насыщении ТТ предлагается восстанавливать вторичный ток с помощью искусственной нейронной сети (ИНС).

На рисунке 19 приведены результаты работы четырёх типов обученных ИНС, для каждой из которых число слоёв и связей выбиралось таким образом, чтобы число операций, необходимых для получения конечного результата, было одного порядка. Под осциллограммой приведенного первичного, вторичного и

восстановленного тока в результате работы ИНС приведена полная погрешность ТТ в результате насыщения магнитопровода, а также погрешность восстановленного сигнала ИНС по сравнению с приведенным первичным током.

Из рисунка 19 видно, что применение обученной ИНС (вне зависимости от рассмотренной архитектуры) способно даже в тяжелейших переходных процессах в первичных и вторичных цепях ТТ поддерживать полную погрешность существенно ниже, чем погрешность ТТ без восстановления.

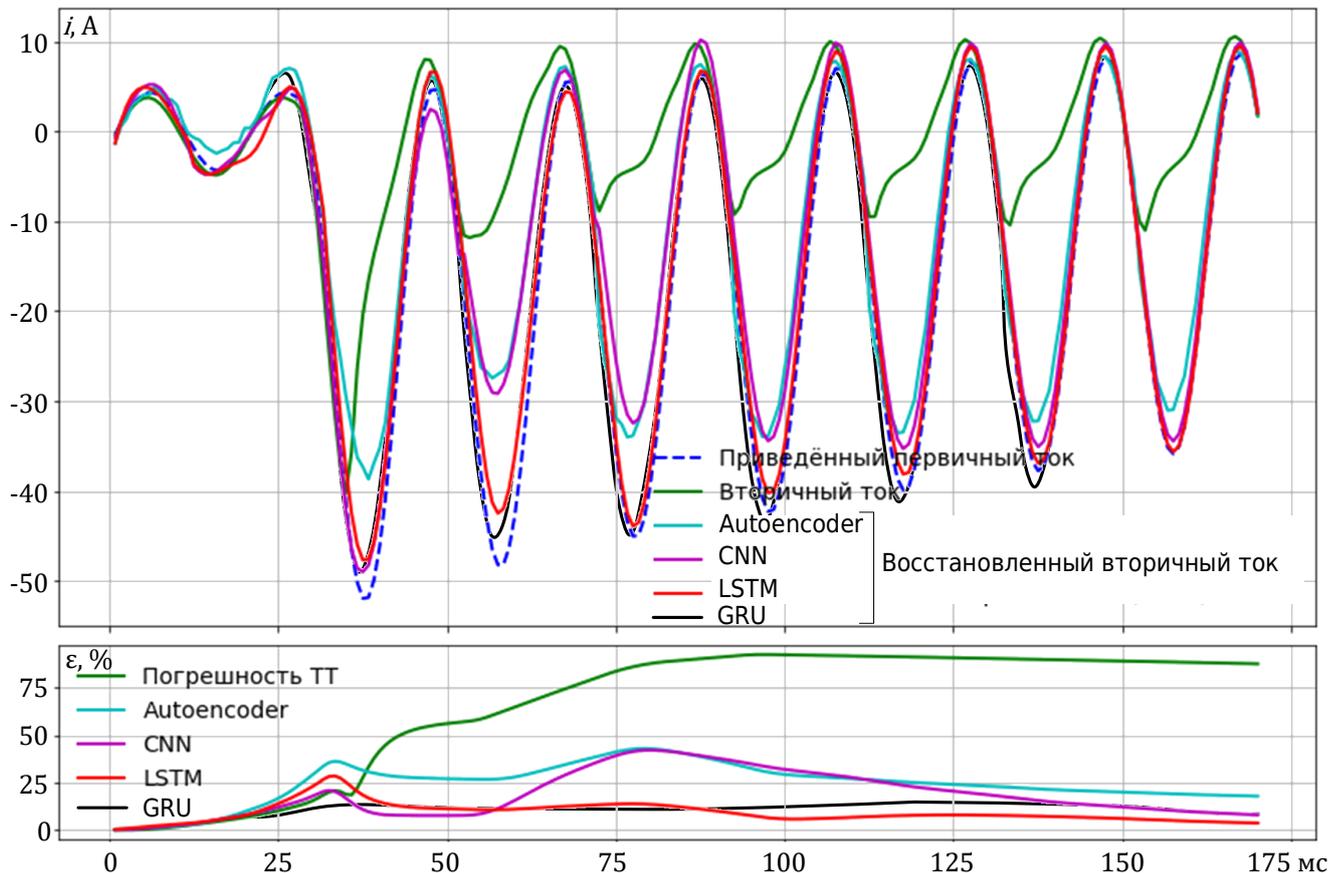


Рисунок 19 – Примеры восстановления вторичного тока при помощи ИНС

Наиболее чувствительной к искажениям в цепях ТТ в рассматриваемых режимах является продольная дифференциальная защита генератора (ДЗГ). Здесь прямое восстановление вторичных токов ТТ с помощью ИНС может привести к непредсказуемым последствиям: параметры магнитопроводов ТТ в плечах защиты, влияние остаточной намагниченности, а также возможные различия в характере переходных процессов в ТТ могут привести к неидентичному восстановлению сигналов в плечах ДЗГ и, как следствие, к существенному и неконтролируемому небалансу в дифференциальной цепи. Для повышения быстродействия и точности идентификации аварийных режимов при построении защиты предлагается организовать алгоритм её работы на контроле мгновенных значений тока, сочетании дифференциального, дифференциального с торможением и дифференциально-фазного принципов действия (предназначены для контроля отличительных признаков) с применением ИНС для анализа признаков режима. Проявление этих признаков фиксируется в виде соответствующих дискретных сигналов, которые объединяются в одно целое (*слово*), вследствие чего конечный

образ будет представлять последовательность из этих слов, отстоящих друг от друга на период дискретизации. Алгоритм функционирования блока формирования слов (БФС), реализующего предложенный подход, представлен на рисунке 20.

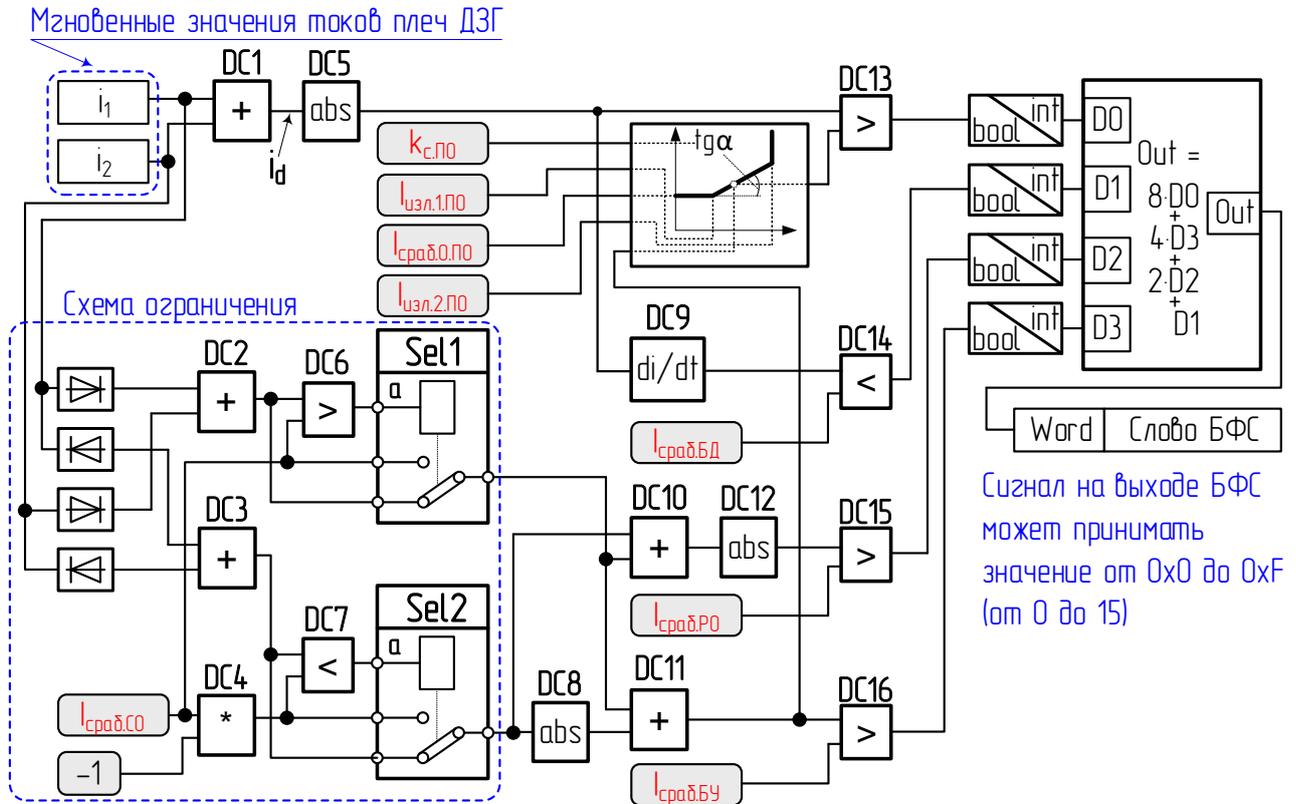


Рисунок 20 – Алгоритм функционирования блока формирования слов

С учетом того, что БФС в каждый отчет выдает *слово* в виде формализованного числа, характеризующего состояние режима работы генератора, то для процесса его идентификации применима ИНС. Фрагмент алгоритма ДЗГ с предложенной архитектурой нейронной сети представлен на рисунке 21. Значения нейронов  $Y$  в выходном слое по своей сути определяют вероятность принадлежности к определённому классу состояния.

Проверка корректности функционирования ИНС после обучения показала, что доаварийный режим определяется надежно – уровень сигнала на выходе нейронов  $Y_2$  и  $Y_3$  не превышает 0.2 (рис. 22, 0 ... 20 мс). Однако в начальные моменты моделируемых внешнего и внутреннего КЗ и при насыщении ТТ в этих режимах кратковременно фиксировались высокие уровни сигналов принадлежности к противоположному классу (рис. 22, выходы нейронов  $Y_2$  и  $Y_3$ ).

Для формализации определения класса режима и исключения влияния кратковременных всплесков на выходе ИНС установлены органы сравнения максимального действия с уставкой срабатывания  $V_{сраб} = 0.79$  (возврата 0.76) и элементы задержки на срабатывание в 3 мс (рис. 21). При надежном распознавании режима внешнего КЗ (выход элемента ДТ3) рекомендуется блокировать защиту на 10 мс. Осциллограммы сигналов на выходе элементов ДТ2 и ДТ3 и сигнала на

срабатывание (рис. 21) для отдельных моделируемых режимов внешнего и внутреннего КЗ представлены на рисунке 22.

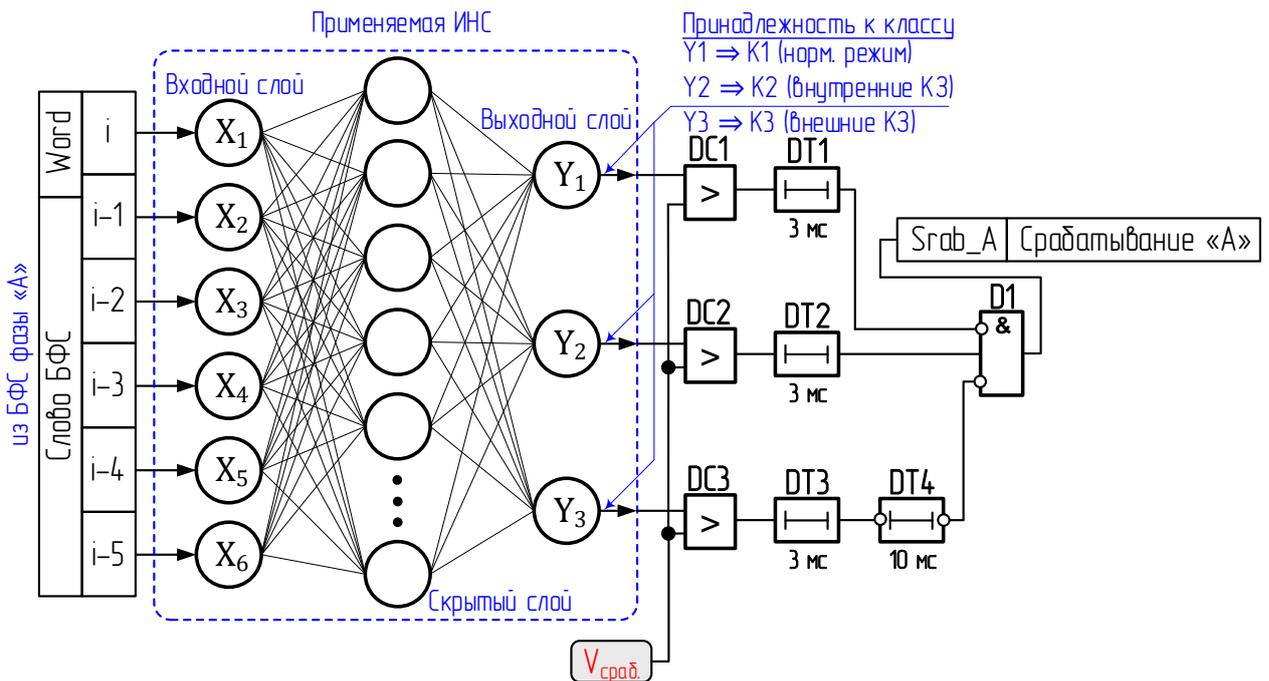


Рисунок 21 – Фрагмент алгоритма ДЗГ с применением ИНС

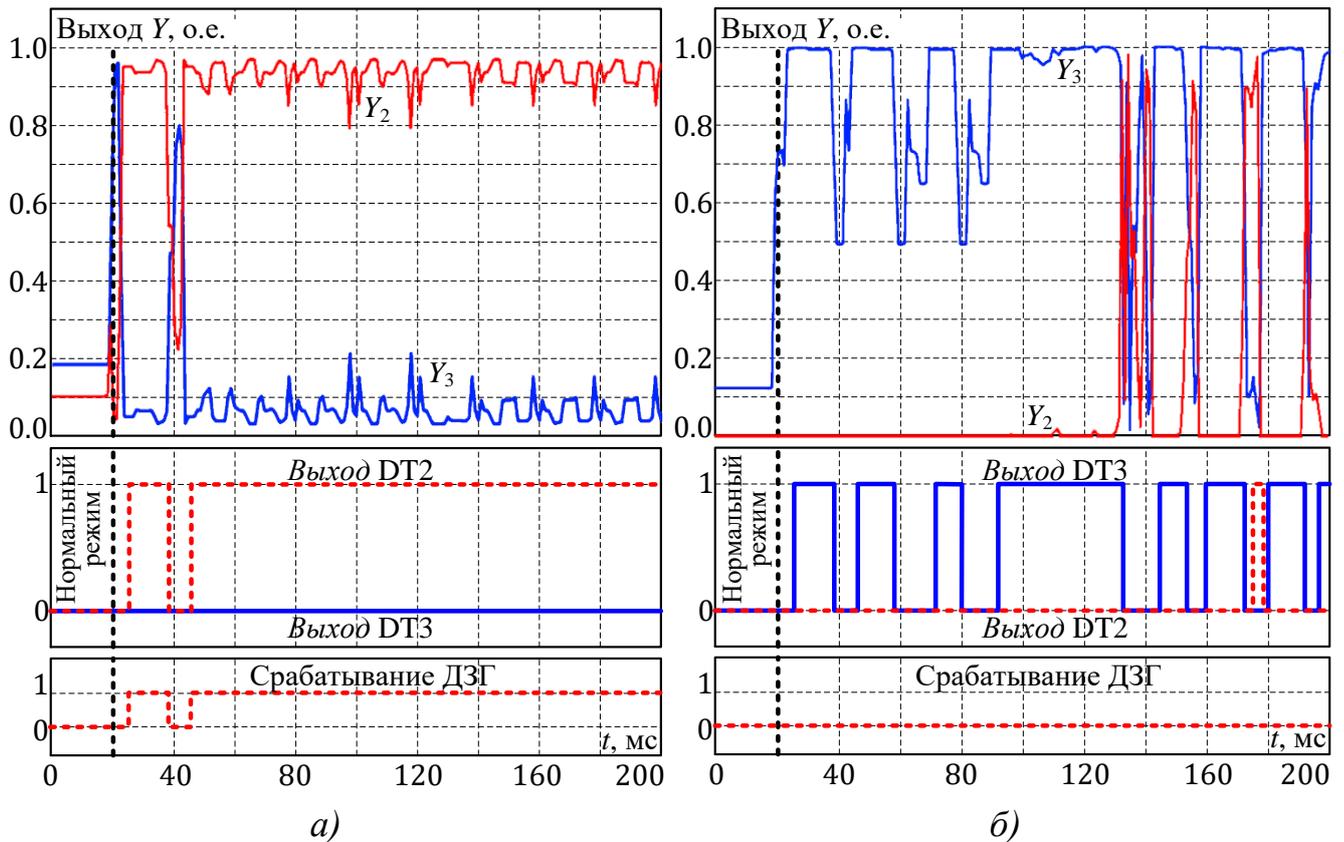


Рисунок 22 – Осциллограммы сигналов алгоритма ДЗГ с ИНС  
(а – внутреннее КЗ, б – внешнее КЗ)

**В заключении** диссертации сформулированы основные результаты.

**В приложениях** к диссертационной работе содержатся описание системы автоматизированного управления экспериментами при испытаниях ДМАУ,

результаты отдельных испытаний агентов РН РС и технологии ДМАУ в целом, монтажные электрические схемы и алгоритмы прототипа агента СВ, патенты, свидетельства о государственной регистрации разработанных программ для ЭВМ, а также справки и акты, подтверждающие внедрение результатов работы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Развитие распределённой по сети МГ и объектов на её основе нуждается в создании технологий комплексного управления режимами такой сети, в том числе и источниками активной и реактивной мощности, входящими в её состав. Это обусловлено невозможностью традиционными средствами автоматики и релейной защиты в полном объёме выполнять свои функции в виду низкой наблюдаемости таких сетей, ускорения динамики электромеханических переходных процессов и настройки защит генерирующего оборудования, исходя из обеспечения чувствительности, а не селективности. Перспективным направлением в данной области является применение децентрализованного управления с обеспечением требуемого уровня кибербезопасности информационных систем.

2. В работе показано, что использование локальных измерений (частоты напряжения на шинах станции, рассчитываемой активной мощности по сечению связи ЛИЭС с ТИЛИЭС положения станционных выключателей) в случае отсутствия информационных каналов связи, но при условии обеспечения работы всех интеллектуальных устройств в едином времени, достаточно для обеспечения участия электростанций в локальном и общем процессе первичного, вторичного и третичного регулирования частоты.

3. Предложен и исследован на цифровых моделях и с использованием промышленного программно-аппаратного комплекса RDTs способ автоматической самонастройки коэффициентов ПИ-регулятора частоты и активной мощности, в основе которого лежит использование целевой функции, характеризующей «качество» затухающего переходного процесса при набросах/сбросах мощности в моменты коммутаций с учетом разнохарактерности процессов и разномасштабности возмущений режима в ЛИЭС. Оптимизационная задача для используемой целевой функции осуществляется методом покоординатного спуска. Результаты проведённых исследований подтверждают работоспособность и эффективность предлагаемого способа.

4. Разработан и исследован прототип интеллектуального устройства регулирования напряжения в контролируемом районе сети в квазиустановившемся режиме (агент РН РС), который на основе прямых и косвенных измерений напряжений в узлах сети идентифицирует их выход за диапазоны допустимых значений на основе множества классов состояния напряжений и, при необходимости, осуществляет корректировку баланса реактивной мощности и/или положения РПН силового трансформатора. Для фиксации эффективности корректировки в режиме реального времени рассчитывается коэффициент корреляции результата приращения напряжения в каждом контролируемом узле от

осуществлённой корректировки. По результатам принимается решение о продолжении регулирования или исключения напряжения данного узла из набора контролируемых (до достижения коэффициента корреляции требуемых значений).

5. Предложен способ децентрализованной синхронизации и восстановления нормального режима АРЭС после её аварийного или противоаварийного разделения на части. Его основа легла в разработку агента синхронизации, осуществляющего специализированное управление напряжением на шинах станции и частотой вращения синхронных генераторов для создания на удаленных от шин станций выключателях сети условий синхронизации активных частей.

6. Предложен способ РЗ ЛЭП и противоаварийного управления в АРЭС, в основе которого лежит координация действия при повреждениях в сети. В момент возникновения КЗ образуется район пониженного напряжения, в котором, в первую очередь, сбалансированно отключаются ЛИЭС под действием агентов ЭО, далее срабатывают все агенты СВ, фиксирующие снижение напряжения в этом районе. Далее осуществляется согласованная по времени автоматическая сборка сети (для выключателей, фиксирующих напряжение с одной из сторон). На последнем этапе осуществляется включение выключателей, разделяющих активные части АРЭС, при обеспечении условий синхронизации.

7. Предложена концепция комплексного ДМАУ (режимного, противоаварийного с автовосстановлением) АРЭС, заключающаяся в совместной и независимой работе агентов АРЧМ, РН РС, СХ, СВ и ЭО без использования информационных каналов между агентами, расположенными на разных объектах электроэнергетики. На основе предложенной концепции разработано семейство прототипов-устройств ДМАУ и проведены их испытания на цифро-физическом моделирующем стенде, подтвердившие работоспособность и эффективность системы ДМАУ с роевым искусственным интеллектом экспертного типа. Технические достоинства предлагаемой ДМАУ – высокая киберзащищенность вследствие отсутствия общей информационной сети в контуре on-line управления режимами, высокая надежность и живучесть АРЭС в целом (и ЛИЭС в частности) вследствие уникальной системы противоаварийного управления и автоматического самовосстановления, а также простоты расширения ДМАУ при расширении АРЭС без необходимости реконструкции существующего участка сети и установленных на нём агентов ДМАУ.

8. Малые моменты инерции объектов МГ приводят к более скоротечным процессам изменения частоты при набросе и сбросе мощности. В таких случаях в частотной автоматике целесообразно использовать ступени по скорости изменения частоты. В работе предложен алгоритм функционирования такой ступени с блокировкой от дистанционного органа или реле напряжения, а не с использованием реле частоты.

9. Анализ переходных процессов при КЗ в распределительных сетях 6-35 кВ показал возможность возникновения глубокого насыщения ТТ. При этом, КЗ на присоединениях с односторонним питанием с насыщением ТТ приводит лишь к увеличению времени срабатывания токовых отсечек, не влияя на их селективность,

рассчитать которое можно по предложенному в работе эмпирическому выражению, в полной мере учитывающему не только характеристики ТТ и их нагрузки, но и кратность превышения тока КЗ по отношению к току срабатывания защиты. Для защит оборудования, у которых насыщение ТТ может вызвать излишнее срабатывание, либо в случаях, когда увеличение времени срабатывания токовой защиты может привести к отключению ГУ (например, при КЗ на фидере нагрузки внутри ЛИЭС), предлагается использовать ИНС для восстановления формы искаженного вторичного тока ТТ.

## СПИСОК ОСНОВНЫХ ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### *Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ:*

1. **Осинцев, А.А.** Активные распределительные электрические сети с децентрализованным мультиагентным управлением режимом. Ч. 1 / А. Г. Фишов, А. А. Осинцев, Ю. В. Какоша, М. З. Одинабеков // *Электричество*. – 2022. – № 10. – С. 14-24 (*категория K1, RSCI*).

2. **Осинцев, А.А.** Активные распределительные электрические сети с децентрализованным мультиагентным управлением режимом. Ч. 2 / А. Г. Фишов, А. А. Осинцев, Ю. В. Какоша, М. З. Одинабеков // *Электричество*. – 2022. – № 11. – С. 29-45 (*категория K1, RSCI*).

3. **Осинцев, А.А.** Разработка и испытание прототипов устройств децентрализованной мультиагентной системы режимного и противоаварийного управления в активных распределительных электрических сетях / А.А. Осинцев // *Энергетик*. – 2025. – № 10. – С. 46-51 (*категория K2*).

4. **Осинцев, А.А.** Автоматическая настройка регуляторов частоты и обменной мощности в энергосистемах малой мощности / А.Г. Фишов, А.А. Осинцев, М.Ю. Фролов, Д.В. Армеев, И.С. Мурашкина // *iPolytech Journal*. – 2022. – Т. 26. – № 1. – С. 102-116 (*категория K1*).

5. **Осинцев, А.А.** Синхронизация частей электрических сетей с распределёнными источниками энергии после аварийного или противоаварийного разделения / А. Г. Фишов, А. А. Осинцев, А. Х. Гуломзода // *Электрические станции*. – 2022. – № 11. – С. 21-29 (*категория K2, переводная версия входит в наукометрическую базу Scopus, Q4*: Osincev, A.A. Synchronization of the Parts of Electrical Networks with Distributed Energy Sources After Emergency or Accident-Prevention Separation / A. G. Fishov, A. A. Osincev, A. K. Gulomzoda // *Power Technology and Engineering*. – 2023. – Vol.57. – pp. 136-144).

6. **Осинцев, А.А.** Исследование применимости генетического алгоритма для решения задачи обеспечения необходимого резерва мощности в активном энергетическом комплексе / В. Е. Глазырин, А. А. Осинцев, Д. А. Пехота // *Электрические станции*. – 2024. – № 6. – С. 51-59 (*категория K2, переводная версия входит в наукометрическую базу Scopus, Q4*: Osincev, A.A. Investigation of the applicability of a genetic algorithm for solving the problem of ensuring the required

power reserve in an active energy complex / V. E. Glazyrin, A. A. Osintsev, D. A. Pekhota // Power Technology and Engineering. - 2024. – Vol.58, iss. 4. – p. 725-732).

7. **Осинцев, А.А.** О пригодности трансформаторов тока в радиальных сетях 6 – 35 кВ с односторонним питанием при использовании цифровых токовых защит / А. А. Осинцев, Е. И. Фролова // Электрические станции. – 2022. – № 2. – С. 26-30 (*категория K2, переводная версия входит в наукометрическую базу Scopus, Q4*: Osincev, A.A. Suitability of Current Transformers for 6 – 35 kV Radial Networks with Single-Ended Power Supply and Digital Overcurrent Protection / A.A. Osincev, E.I. Frolova // Power Technology and Engineering. – 2022. – Vol.56. – pp. 423-426).

8. **Осинцев, А.А.** Анализ устойчивости функционирования дифференциальной защиты генератора при соединении обмоток статора в треугольник / А.А. Осинцев // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 1. – С. 28-35 (*категория K2*).

9. **Осинцев, А.А.** Сравнение архитектур искусственных нейронных сетей в задачах восстановления тока в цепях защит генератора / И.И. Литвинов, А.А. Осинцев // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 4. – С. 30-37 (*категория K2*).

10. **Осинцев, А.А.** Критерии определения переходных режимов для анализа поведения дифференциальной защиты / А.А. Осинцев, И.И. Литвинов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – Т. 13. – № 2. – С. 78-88.

11. **Осинцев, А.А.** О расчётных переходных режимах дифференциальной защиты генератора / А.А. Осинцев, И.И. Литвинов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2020. – Т. 12. – № 3. – С. 49-56.

12. **Осинцев, А.А.** Влияние погрешностей трансформаторов тока на работу цифровых токовых защит / В.Е. Глазырин, А.А. Осинцев, Е.И. Фролова, А.А. Ледовских // Вестник Казанского государственного энергетического университета. - 2019. – Т. 11, № 2. – С. 83–90.

13. **Осинцев, А.А.** Быстродействующая автоматика ограничения повышения частоты / В.В. Васильев, А.А. Осинцев, Д.Н. Бородин, Е.И. Фролова // Релейная защита и автоматизация. - 2016. - № 2. - С. 22-27.

***Журнальные статьи, опубликованные в зарубежных изданиях, индексируемых международными наукометрическими базами Web of Science и Scopus***

14. **Osintsev, A.** Decentralized emergency control of AC power grid modes with distributed generation / A. Fishov, A. Osintsev, A. Ghulomzoda, A. Marchenko, S. Kokin, M. Safaraliev, S. Dmitriev, I. Zicmane // Energies. – 2023. – Vol. 16, iss. 15. – Art. 5607. (*входит в Q1*).

15. **Osintsev, A.A.** OUT–OF–STEP protection in rotating generation networks for hydrogen fuel production. Modeling conditions to test its algorithms / A. A. Osintsev, E. I. Frolova // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 91. – P. 574-583 (*входит в Q1*).

*Публикации в прочих изданиях*

16. **Осинцев А. А.** Релейная защита и управление режимами активных электрических сетей с распределенной малой генерацией // Энергетика будущего: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф., посвящ. 80-летию проф. Ф. Р. Исмагилова (Уфа, 30 окт. – 1 нояб. 2024 г.). – Уфа : Уфим. ун-т науки и технологий, 2024. – С. 82–87.

17. **Осинцев, А.А.** Децентрализованное режимное и противоаварийное управление в территориально интегрированных локальных энергосистемах и самобалансирующихся энергорайонах / А.Г. Фишов, А.А. Осинцев, А.В. Петрищев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 97-го заседания Международного научного семинара, Новосибирск, 6–12 июля 2025 года / Выпуск 74. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2025. – С. 463-472.

18. **Осинцев, А.А.** Разработка и испытание на физической модели электроэнергетической системы прототипа технологии децентрализованного мультиагентного управления режимами объектов с распределённой генерацией / А. А. Осинцев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 97-го заседания Международного научного семинара, Новосибирск, 6–12 июля 2025 года / Выпуск 74. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2025. – С. 473-482.

*Патенты на изобретение:*

1. Патент № 2784610 РФ, МПК H02J 3/08, H02H 7/22. Способ децентрализованной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами: № 2022116180: заявл. 16.06.2022: опубл. 28.11.2022 / А.Г. Фишов, **А.А. Осинцев**; заявитель НГТУ.

2. Патент № 2811559 РФ, МПК H02H 3/06. Способ защиты линий электропередачи и противоаварийного управления в электрических сетях с распределенной генерацией: № 2023114653: заявл. 05.06.2023: опубл. 15.01.2024 / А.Г. Фишов, **А.А. Осинцев**; заявитель НГТУ.

*Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ:*

1. Свидетельство № 2021665978 РФ. Программа выбора минимально необходимого объема отключения управляемой нагрузки в локальной системе электроснабжения с малой генерацией: опубл. 06.10.2021 / **А.А. Осинцев**, А.И. Марченко; НГТУ.

2. Свидетельство № 2025619358 РФ. Программа для обучения искусственных нейронных сетей задачам восстановления вторичного тока трансформатора тока: опубл. 16.04.2025 / **А.А. Осинцев**, И.Г. Манько; НГТУ.

3. Свидетельство № 2020618128 РФ. Программа «Получение годографа синхронных качаний с заданными параметрами на комплексной плоскости» для расчета и сохранения в формате COMTRADE мгновенных значений токов и напряжений, образующих при их замере с помощью дистанционного органа годограф синхронных качаний с заданными параметрами: опубл. 20.07.2020 / И.И. Литвинов, А.А. Марченко, **А.А. Осинцев**, Е.И. Фролова; НГТУ.

Отпечатано в типографии  
Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Тел./факс (383) 346-08-57  
Формат 60x84 1/16. Объем 2.27 п.л. Тираж 120 экз.  
Заказ № Р-05035. Подписано в печать 29.12.2025 г.