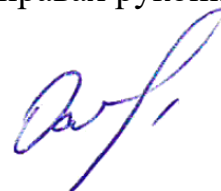


ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

Диссертация на соискание ученой степени доктора
технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук, профессор
Фишов Александр Георгиевич

Новосибирск – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 Анализ развития систем управления режимом и цифровых средств защиты оборудования в электрических сетях с распределённой малой генерацией.....	19
1.1 Тенденции развития и структурно-режимные изменения распределительных электрических сетей.....	22
1.1.1 Создание локальных интеллектуальных энергосистем, интегрированных с существующей сетью централизованного энергоснабжения.....	29
1.1.2 Особенности обеспечения структурной и балансовой надежности в распределительных электрических сетях	32
1.2 Тенденции развития технологий управления в сетях с распределённой генерацией.....	37
1.3 Тенденции развития релейной защиты в сетях с распределённой генерацией.....	47
Выводы по главе 1	52
ГЛАВА 2 Теоретические и технологические основы автоматического мультиагентного децентрализованного режимного управления в активной электрической сети	55
2.1 Децентрализованное регулирование частоты электрической сети с реализацией самопереназначений ведущей электростанции вторичного регулирования и участия остальных в третичном регулировании	59
2.2 Автоматическая самонастройка регуляторов частоты и обменной мощности на электростанциях.....	75
2.3 Анализ применимости генетического алгоритма для поддержания резервов активной мощности в сетях с малой генерацией.....	99
2.4 Децентрализованное поддержание баланса реактивной мощности (регулирование напряжения) в нормальных режимах	104
Выводы по главе 2.....	116

ГЛАВА 3 Теоретические и технологические основы противоаварийного управления и самовосстановления режима, релейной защиты оборудования электрических сетей с распределённой малой генерацией	118
3.1 Противоаварийное разделение электрической сети на сбалансированные энергорайоны.....	118
3.2 Удалённая синхронизация аварийно разделённых частей с синхронной малой генерацией активной распределительной электрической сети	124
3.3 Децентрализованное управление восстановлением целостности и нормального режима электрической сети с распределенной генерацией после ее аварийного или противоаварийного разделения.....	149
3.4 Способ релейной защиты оборудования самовосстанавливающейся сети с малой генерацией	158
Выводы по главе 3.....	176
ГЛАВА 4 Разработка и испытание прототипов устройств децентрализованной мультиагентной системы режимного и противоаварийного управления активными распределительными электрическими сетями	178
4.1 Прототипирование интеллектуальных агентов	180
4.2 Разработка цифро-физического испытательного стенда	190
4.3 Экспериментальное исследование технологии децентрализованного мультиагентного управления	197
4.3.1 Испытания агентов регулирования напряжения в районе сети	200
4.3.2 Испытания агента синхронизации.....	208
4.3.3 Экспериментальное исследование противоаварийного разделения, восстановления целостности и нормального режима электрической сети с распределенной генерацией	220
4.3.4 Экспериментальное исследование агента автоматического регулирования частоты и активной мощности на электростанции	233
4.3.5 Комплексные испытания (режимное и противоаварийное управление, автовосстановление)	248
Выводы по главе 4.....	253

ГЛАВА 5 Исследование возможностей и технических решений для эффективности локальной противоаварийной автоматики и релейной защиты оборудования локальных интеллектуальных энергосистем.....	255
5.1 Специализированные алгоритмы для автоматики ограничения повышения и снижения частоты	255
5.1.1 Алгоритмы быстросействующих ступеней по скорости изменения частоты	255
5.1.2 Измерение динамической частоты напряжения	259
5.2 Исследование и совершенствование быстросействующих токовых защит.....	273
5.2.1 Проверка функциональной надежности цифровых токовых отсеков в радиальных элементах сетей с односторонним питанием 6-35 кВ.....	275
5.2.2 Возможности повышения функциональной надежности цифровых дифференциальных защит генераторов.....	285
Выводы по главе 5.....	319
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	322
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	326
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ	330
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	334
ПРИЛОЖЕНИЕ А Описание SCADA-системы автоматизированного управления экспериментами.....	373
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Визуализация параметров сети с децентрализованным мультиагентным регулированием напряжением	384
ПРИЛОЖЕНИЕ В Монтажные электрические схемы и алгоритмы прототипа агента сетевого выключателя на базе RAPTOR-X86.....	400
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Результаты отдельных этапов комплексных испытаний технологии децентрализованного мультиагентного управления	409
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Патенты и свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.....	424
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Акты о внедрении	429

ВВЕДЕНИЕ

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 объектов малой генерации, характеризующейся относительной ценовой доступностью для промышленных потребителей, быстрой возводимостью за счет технологий модульной сборки и повышенной эффективностью когенерационных установок.

Сооружаемая малая генерация и объекты на ее основе (локальные интеллектуальные энергосистемы малой мощности, активные энергетические комплексы, Мини- и Микрогриды) интегрируются в существующие распределительные электрические сети или образуют новые электрические сети с распределенной малой генерацией, работающие изолированно или преимущественно изолированно. Такие сети при насыщении их множеством объектов с малой генерацией превращаются, в так называемые, активные электрические сети, 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 существенно меньшем времени электромеханических переходных процессов в таких сетях, что приводит к возникновению «конфликта» в управляющих воздействиях между устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики 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 малой генерацией с последующим отключением энергоблоков или их опережающего отключения с погашением электростанций.

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

Техническим преимуществом предлагаемого управления является отсутствие необходимости в развитой телекоммуникационной сети, специализированных дорогостоящих центров диспетчерского управления, централизованных систем противоаварийного управления. В связи с этим, разработка интеллектуальных способов и средств децентрализованного управления режимами и релейной защиты оборудования электрических сетей с распределённой малой генерацией является **актуальной**, и отвечает приоритетному направлению развития науки, техники и технологии РФ «Энергоэффективность, энергосбережение и ядерная энергетика», а также

направлению стратегии научно-технологического развития РФ «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 релейной защиты в распределительных электрических сетях заложены в трудах В.А. Андреева, Я.С. Гельфанда, М.Л. Голубева, М.А. Шабада. Развитию релейной защиты, направленного на повышение устойчивости её функционирования 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 цифровых средств управления режимом и защиты оборудования.

2. Определение теоретических и технологических основ децентрализованного решения системных задач управления режимами электрических сетей с распределенной 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 распределенной 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, гибкой перенастройки конфигурации первичной 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 распределенной 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 заключается в следующем:

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 ТТ и продольной дифференциальной защиты генератора.

Теоритическая и практическая значимость результатов 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 квазистационарных 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 (АРЭС) 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) локальной интеллектуальной энергосистемы (ЛИЭС) при повреждениях в активной электрической сети.

5. Предложен комплексный подход в организации релейной защиты (РЗ) линий электропередачи и противоаварийной автоматики 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 надёжность и живучесть данной сети за счёт 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 неповреждённых 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 быстродействующих 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 малой генерацией 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 реального времени RTDS; решения по использованию неселективной релейной защиты в сетях с распределённой малой генерацией 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 распределенной 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 распределенной малой генерацией необходимо и достаточно иметь: достаточный состав и функциональное содержание агентов локального контроля режимов распределенных 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.

Соответствие диссертации паспорту специальности.

Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 2.4.3 – Электроэнергетика:

пункт 8 – «Разработка и обоснование алгоритмов и принципов действия устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики для распознавания повреждений, определения мест и параметров повреждающих (возмущающих) воздействий в электрических сетях»;

пункт 11 – «Разработка методов мониторинга и анализа режимных параметров основного оборудования электростанций, подстанций и электрических сетей энергосистем, мини- и микрогрид»;

пункт 16 – «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике»;

пункт 20 – «Разработка методов использования информационных и телекоммуникационных технологий и систем, искусственного интеллекта в электроэнергетике, включая проблемы разработки и применения информационно-измерительных, геоинформационных и управляющих систем для оперативного и ретроспективного мониторинга, анализа, прогнозирования и управления электропотреблением, режимами, надежностью, уровнем потерь энергии и качеством электроэнергии».

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 профессора Ф.Р. Исмагилова, г. Уфа, 30 октября – 1 ноября 2024 г.;
- научно-техническая конференция по релейной защите 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 на тему «Планирование и управление электроэнергетическими системами», г. Кемерово, декабрь 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 ученых степеней доктора наук (перечень ВАК РФ) – 13, журнальных статей в научных изданиях, индексируемых наукометрическими базами Web of Science и Scopus – 2. Получены 2 патента РФ на изобретение, 3 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад. Автор диссертации Осинцев А.А. самостоятельно определил назначение, принципы работы агентов и технологии ДМАУ активных распределительных электрических сетей в целом; выполнил

разработку теоретических основ противоаварийного управления режимами и релейной защиты 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 Осинцевым А.А. 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 Осинцевым А.А. 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 Осинцев А.А. 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 составляет 433 страницы, включая 24 таблицы и 192 рисунка.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ И ЦИФРОВЫХ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЁННОЙ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Несомненным достижением в создании надежных электроэнергетических систем является развитие их эффективных систем централизованного оперативного и автоматического противоаварийного управлений. К настоящему времени можно говорить о достаточно совершенной технологии централизованного управления режимами энергосистем, обеспеченной техническими средствами, квалифицированным персоналом, нормативной базой, однако, ее возможности адаптироваться к современным условиям развития электроэнергетики практически исчерпаны. Для обоснования данного тезиса следует провести содержательно генетический анализ развития электроэнергетики в неразрывной связи с развитием системы управления ее режимами, как общей концепции, централизованной в плане ее развития и управления электроэнергетики.

Ее основу составляют ряд идей и технико-экономически доказанных положений [1]:

- концентрация производства электроэнергии в непосредственной близости от первичных источников энергии позволяет существенно повысить экономичность выработки электрической энергии за счет укрупнения генерирующих источников, сопровождающегося повышением их технико-экономических показателей;
- возможность передачи электрической энергии по магистральным линиям высокого и сверхвысокого напряжения с приемлемыми потерями позволяет связать концентрированную генерацию с центрами потребления энергии, а развитая распределительная электрическая сеть обеспечить ее доставку до конкретных потребителей;
- сеть магистральных линий электропередачи, связывающая между собой мощные узлы генерации и обладающая достаточной пропускной

способностью, обеспечивает возможность использования имеющихся резервов генерирующих мощностей в любой ее части;

- возможность хотя бы грубого балансирования генерации и потребления в отдельных частях энергосистемы позволяет ограничить потребность в пропускной способности сети магистральных линий электропередачи и, в некоторой степени, локализовать задачи управления режимом энергосистемы в целом, обеспечивая технико-экономическую предпочтительность использования иерархической системы управления вместо чисто централизованной;

- пассивность распределительных электрических сетей позволяет снизить сложность задач управления их режимами и, соответственно, затрат на системы управления;

- основным способом обеспечения надежности энергоснабжения в условиях локальной несбалансированности генерации и потребления электроэнергии становится поддержание целостности сети путем обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов и частей системы при планировании режимов и осуществлении противоаварийного управления.

В современных условиях, при ослаблении централизованного управления развитием электроэнергетики, изменениях в общественных отношениях, ценностных ориентациях, экологических ограничениях, условиях обеспечения энергетической безопасности обострились недостатки и проявилась неадекватность данной концепции новым условиям существования электроэнергетики:

- необходимость в развитой электрической сети для передачи и распределения энергии от ее удаленных крупных источников приводит к неоправданным потерям выработанной электроэнергии и затратам на создание и эксплуатацию электрических сетей (достаточно сказать, что сетевая составляющая в стоимости электроэнергии для потребителей

достигает ее половины, а суммарные потери электроэнергии при ее передаче и распределении достигают 20%);

- невозможность использования в полной мере тепловой энергии на удаленных от потребителей крупных топливных электростанциях приводит к преимущественному использованию конденсационных ТЭС с полезным использованием топлива около 40%, вместо возможных 80-90% на ТЭЦ с комбинированной полезной выработкой тепловой и электрической энергии;

- большие сроки сооружения и окупаемости крупных генерирующих и сетевых объектов (20-25 лет) мало привлекательны для инвесторов, ориентирующихся на сроки 5-7 лет, а их реализация через инвестиционные составляющие в тарифах на электроэнергию приводит к их росту, снижению уровня жизни населения и конкурентоспособности национальной экономики;

- ориентация на использование крупных электростанций приводит к игнорированию небольших, разнообразных, в т.ч. возобновляемых, энергоресурсов, расположенных вблизи с потребителями энергии, использование которых значительно снижает потери при передаче энергии;

- ориентация на использование крупных электростанций приводит к монофункциональности энергетики, ограничивая ее назначение энергоснабжением потребителей, в отличие от полифункциональности, возникающей при многоцелевом энергопроизводстве при решении комплексных задач (энергопроизводстве на мусоро сжигающих и утилизирующих отходы электростанциях, при интеграции энергопроизводства в производственные циклы предприятий, при использовании попутного и био газа);

- нарастающее усложнение задач управления режимами электроэнергетических систем по мере их развития приводит и к усложнению информационно-управляющей системы, необходимости ее глубокой цифровизации, что в рамках централизованной системы управления

повышает уязвимость по отношению к кибератакам и зависимость надежности энергоснабжения от надежности систем и центров управления;

- проводимая масштабная газификация территории России открывает новые возможности развития распределенной газовой когенерации малой мощности с короткими сроками сооружения и окупаемости, а также мини энергосистем (Минигрид) на ее основе, интегрируемых в ранее пассивные распределительные электрические сети [2];

- следует также отметить продиктованное временем резкое возрастание требований к живучести энергосистем в условиях разнообразных внешних воздействий, которым системы исключительно централизованного энергоснабжения и управления отвечают в малой степени ввиду своей структурной уязвимости [3].

1.1 Тенденции развития и структурно-режимные изменения распределительных электрических сетей

Массовое строительство малой генерации (газовой, на основе возобновляемых источников энергии) и её интеграция в существующие сети является одной из ключевых тенденций развития электроэнергетики [4]. Потоки мощности в таких сетях становятся двунаправленными – это требует пересмотра принципов управления сетью и защиты оборудования. Объектами малой генерации (МГ) принято считать электрические станции суммарной мощностью до 25 МВт. В [5] отмечается, что их применение целесообразно при реконструкции существующих газовых котельных, а также при утилизации отходов производств, и ведёт к созданию дополнительного резерва активной мощности в энергосистеме. В целом, массовое внедрение объектов с малой генерацией вне зависимости от формы интеграции в единую сеть повышает надежность электроснабжения и обеспечения требуемого качества электроэнергии у потребителей, удаленных от центров питания, но с расположенными вблизи них генерирующих установок малой мощности, и в ряде случаев является экономически более

эффективным решением по сравнению с реконструкцией электросетевого хозяйства от центра питания до потребителя [6].

Выработка энергии на электрических станциях малой мощности также может осуществляться и в рамках изолированных энергосистем [7, 8], например, в составе промышленных кластеров. Основными причинами децентрализации производства электрической энергии и строительства промышленными потребителями собственных генерирующих мощностей в России являются:

- стремление крупных потребителей к энергетической независимости и безопасности вследствие постоянного роста стоимости электроэнергии [9];
- ограничения на подключение новых нагрузок ко многим узлам с запертыми мощностями существующих сетей;
- 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;
- рост газификации в совокупности с развитием современных технологий производства объектов малой генерации, которая обладает относительной доступностью для крупных потребителей, повышенной эффективностью и быстровозводимостью за счет модульных технологий.

Уход крупных потребителей из Единой энергетической системы России (ЕЭС России) негативно сказывается на качестве электроснабжения потребителей, оставшихся в ЕЭС России, надежности и безопасности работы всей энергосистемы. Более того, в таком случае резко снижается рынок сбыта генерирующих и сетевых компаний [10]. С другой стороны, и автономная работа крупных потребителей в локальных системах электроснабжения характеризуется рядом особенностей. Такие локальные сети не отвечают

совокупности требований надежности, качества электроснабжения потребителей и экономичности энергопроизводства.

Для предотвращения неконтролируемого ухода промышленных потребителей из ЕЭС России с одной стороны, и стимулирования автономных локальных систем энергоснабжения (т.е. уже ушедших потребителей) к интеграции в единую энергосистему – с другой, постановлением Правительства Российской Федерации в 2020 г. разработаны условия создания, функционирования и развития на розничных рынках электроэнергии активных энергетических комплексов (АЭК) [11]. АЭК в данном случае является одним из видов локальной интеллектуальной системы электроснабжения (ЛИЭС).

Особенностью таких ЛИЭС является преимущественно групповое использование промышленными предприятиями и коммерческими потребителями. Здесь объединены различные субъекты (производители и потребители электрической энергии и мощности), вступающие в экономические отношения по поводу производства и потребления электроэнергии и мощности, как внутри ЛИЭС, так и из внешней по отношению к ней сети [12].

Одним из ограничений в массовом внедрении АЭК является запрет на выдачу активной мощности в сеть. При этом, в [13] отмечается, что многие страны мира выдают условия на технологическое присоединение объектов с МГ без фиксированного значения активной мощности, разрешенной к выдаче. В виду ограниченных возможностей потребителей в рамках АЭК, большее развитие происходит в Мини- и Микрогрид – локальных сегментов сети, которые могут работать как параллельно с внешней сетью, так и в «островном» режиме [14-17].

К тенденциям развития электроэнергетики в целом, и распределительных сетей, в частности, можно также отнести цифровизацию и интеллектуализацию, являющиеся основой современных преобразований. Традиционные подстанции, построенные на передаче данных между

устройствами по медному проводу, использующие электромагнитные трансформаторы тока и напряжения, но при этом допускающие применение микропроцессорных устройств релейной защиты (РЗ), являются проверенным и надежным решением при их проектировании. Однако в [18] отмечается, что как технология, традиционная подстанция исчерпала свои возможности в части повышения эффективности. Переход от традиционных (аналоговых) подстанций к высокоавтоматизированным (ВАПС) с применением интеллектуальных электронных устройств релейной защиты и автоматики, осуществляющих информационный обмен в соответствии с серией международных стандартов МЭК 61850, повышает точность управления и скорость реакции при аварийных ситуациях. В России уже накоплен существенный опыт такого перехода на этапе проектирования [19] и реализации [20-22]. Переход на ВАПС соотносится с целями национальной политики по цифровой трансформации и закреплён в стратегиях развития большинства компаний электроэнергетической отрасли. При этом в [18] отмечается ряд сдерживающих факторов перехода на ВАПС с более технологичной архитектурой (с использованием шины процесса), а именно увеличение капиталовложений, ограниченная доступность оборудования и программного обеспечения (в том числе и из-за санкционных ограничений), повышенные требования к наличию компетенций у специалистов, производящих, настраивающих и эксплуатирующих оборудование ВАПС.

Цифровизация объектов электроэнергетики позволяет осуществлять сетевое управление (централизованное или распределённое) потоками мощности, напряжением и оборудованием в режиме реального времени с целью оптимизации её работы [23, 24], а также развивать системы предиктивного управления крупных электроэнергетических систем (ЭЭС), например в [25] предлагается интеллектуальный подход при разработке системы мониторинга и управления режимами ЭЭС, необходимой для превентивного выявления аварийных ситуаций и опасных состояний режимов.

В рамках вышеуказанных тенденций развиваются технологии самовосстанавливающихся распределительных электрических сетей. Основная цель интеллектуальных систем самовосстановления – обеспечение непрерывности электроснабжения потребителей, работы в режимах, отличных от нормальных, локализация и предотвращение развития аварий в электросети [26].

Принцип выявления неисправности в сети для рассматриваемой системы – нехарактерные нормальному режиму изменения токов в ветвях контролируемой сети, амплитуды и фазы напряжений в её узлах, резкое изменение сопротивлений замера, мощности по сечениям, что требует интеграции в единую информационную сеть различных датчиков тока, напряжения, синхронизированных векторных измерений, интеллектуальных электронных устройств, в том числе релейной защиты и автоматики [27, 28].

Развитие цифровых технологий приводит и к развитию прогнозной аналитики – на основе цифровых двойников элементов распределительной сети и данных с датчиков в режиме реального времени моделируются различные сценарии, прогнозируется потребление и оптимизируются режимы [29]. Для более точного принятия решений здесь необходимо создавать такие двойники, которые учитывали бы особенности функционирования оборудования на протяжении всего жизненного цикла. Потребитель в системе прогнозной аналитики также является объектом исследования – на основе значений мощности, поступающих с удалённых датчиков, используя многомерные статистические методы и технологии больших данных, извлекаются основные признаки и строится его обобщенный портрет [30].

В качестве вызова при трансформации существующих электрических сетей с распределённой малой генерацией в энергетическую инфраструктуру будущего можно выделить рост уязвимости по мере их цифровизации [31]. В настоящее время, а в будущем – ещё в большей степени, силовая инфраструктура ЭЭС и информационно-коммуникационная её составляющая

с точки зрения обеспечения нормального режима становятся сопоставимыми, как по сложности, так и ответственности при его выполнении. В связи с этим ЭЭС требуется рассматривать как сложные многоуровневые цифрово-физические системы, в которых отказам может быть подвержена и информационно-коммуникационная составляющая вследствие внутренних дефектов (выход из строя оборудования, алгоритмические ошибки) и/или несанкционированных внешних воздействий – кибератак [32, 33]. Примеры кибератак на объекты электроэнергетики приведены в [34], в частности подробно описан способ доступа посредством рассылаемой вредоносной программы к системе SCADA энергосистемы Украины в 2015 г. с последующим отключением нескольких подстанций, в 2016 г. злоумышленники получили доступ к информационной сети немецкой АЭС, в этом же году произведена атака на электронную почту Министерства Энергетики России. Поэтому внедрение комплексных систем кибербезопасности рассматривается не как опциональная мера, а как неотъемлемая и важная часть любого критически важного объекта, наравне с релейной защитой, что нашло отражение и в организационно-штатных изменениях Минэнерго России [35].

К существенному ущербу в работе ЭЭС может привести несанкционированный доступ к устройствам РЗ и системам управления (SCADA), т.к. данные устройства имеют прямой доступ к управлению коммутационным оборудованием. В [36, 37] отмечается ряд шагов, сделанных в области кибербезопасности данных устройств, – разработаны модели угроз информационной безопасности рассматриваемого оборудования, представлены решения по реализации требований безопасности на основе микроядерных операционных систем, утверждены нормативные документы (ПАО «Россети»), определяющие соответствие цифрового оборудования требованиям безопасности информации. В [38] поясняется, что производителям интеллектуальных устройств для ВАПС в качестве основы программного обеспечения стоит рассмотреть разработки

кибербезопасных решений отечественных операционных систем и микроэлектронного оборудования, отмечая при этом необходимость дальнейшего совершенствования нормативных актов в части отражения типовых вариантов доверительной аппаратно-программной платформы, не зависящей от конкретного производителя.

В распределительных сетях в виду их разветвлённости вопросы кибербезопасности в [39] предлагается решать с использованием графов атак.

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, активно осуществляются управляющие воздействия на выключатели, генерацию, нагрузку и различного рода регуляторы, чтобы адаптироваться к изменяющимся условиям, а не просто реагировать на них. Например, в [40] предлагается стратегия переконфигурирования электрической сети при КЗ в различных точках, работающая в режиме реального времени на основе оценки максимальной пропускной способности распределительной сети с учетом неопределённостей возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и стохастической модели потребителя. Реализация активно-адаптивных сетей (первый пилотный проект в России описан в [41]) невозможна без мощных вычислительных центров и программного обеспечения для обработки больших данных, а также высокоскоростных защищенных информационных каналов (например, волоконно-оптические линии связи) для обмена данными между всеми элементами сети [42].

Большие данные в таком случае уже сами становятся объектом исследования, например в [43] перед тем, как использовать поступающие данные в алгоритмах управления, они проходят этап достоверизации, а при сомнении в корректности получаемых от удалённых датчиков сигналов отслеживают их актуальное состояние (положение сетевых выключателей) путем оценки элементов матрицы связности.

Цифровая трансформация электрических сетей в совокупности со строительством в значительном количестве малой распределённой малой генерации и объектов на ее основе ускоряют интеграцию МГ в существующие распределительные электрические сети или способствуют созданию новых электрических сетей с распределенной малой генерацией, работающих изолированно или преимущественно изолированно. Такие сети, при насыщении их множеством объектов с малой генерацией, 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, экономической и технической нецелесообразности использования «классических» технологий и систем управления режимами, но и в многообразии интересов собственников оборудования по его использованию при осуществлении общего электрического режима, участии в различных системных услугах, обеспечивающих качество и надежность энергоснабжения потребителей [1].

1.1.1 Создание локальных интеллектуальных энергосистем, интегрированных с существующей сетью централизованного энергоснабжения

Рассмотрим направление развития энергетической инфраструктуры объектов на базе ЛИЭС с собственной электро- или когенерацией. В его основе лежит ряд положений, определяющих предпочтительность энергетической инфраструктуры на базе собственной газопоршневой или газотурбинной генерации:

1. Наличие первичных энергоресурсов (природный и попутный газ являются наиболее доступным и экономичным видом топлива в настоящее время с учетом развитости газотранспортной инфраструктуры).

2. Быстрое строительство энергетической инфраструктуры (до 1 года, т.к., с одной стороны, основное оборудование поставляется в высокой заводской готовности, а с другой – в сравнении со строительством крупных электростанций и протяженных линий электропередачи, процесс согласования для ЛИЭС, как правило, проще и локализован).

3. Высокая энергетическая эффективность в связи с малыми потерям в сетях при непосредственной близости генерации и потребителей, а также более эффективным использованием когенерации (одновременная выработка электрической и тепловой энергии в едином технологическом процессе) или тригенерации (комбинированная выработка трёх видов энергии: электрической, тепловой и холода).

4. Повышенная надежность энергоснабжения потребителей за счет использования двух источников энергии (собственной генерации и внешней сети централизованного энергоснабжения).

5. Возможность и целесообразность сбалансированности по мощности и энергии локальной системы энергоснабжения, что создает независимость от надежности и условий внешних поставок.

6. Возможность создания полностью независимой и эффективной системы энергоснабжения путем объединения нескольких локальных систем энергоснабжения на базе малой генерации в объединенные энергосистемы малой мощности.

7. Малая потребность в дорогостоящем внешнем сетевом резерве мощности (за счет избыточной собственной генерации и интеллектуальной системы управления ЛИЭС способна самостоятельно покрывать пиковые нагрузки – это позволяет значительно снизить договорной резерв мощности со стороны сетевой компании).

8. Малозатратная схема для обмена мощностью с внешней электрической сетью.

9. Простая и малозатратная внутренняя системообразующая сеть для объединённой энергосистемы малой мощности (ОЭСММ),

предназначенная для предоставления незначительной резервной мощности и экономически выгодной передачи обменной мощности.

10. Независимость по управлению от внешней электрической сети.

11. Простое и эффективное управление режимами с использованием современных технологий.

Пункты 1-4 очевидны и не требуют особых пояснений, именно они являются драйвером развития малой генерации. Согласно [44], в ближайшие 10 лет (от 2025 г.) динамика ввода новых мощностей станций менее 25 МВт увеличится в 3 раза. В [45], ссылаясь на данные ИНЭИ РАН, представляют более консервативный прогноз развития в этот период – 1.5, при этом рассматривая когенерационные установки вне зависимости от их мощности. Тем не менее, даже полуторакратный рост (более 20 ГВт) за 10 лет свидетельствует об активном строительстве объектов МГ.

Далее разберем не столь очевидные технологические положения, определяющие предпочтительность объектов на базе МГ, позволяющие реализовать преимущества энергетической инфраструктуры на базе собственной генерации, а также технологические барьеры на этом пути.

Сравним варианты интеграции малой генерации в электрические сети по «надежности», как комплексного свойства, объединяющего балансовые, структурные и режимные свойства надежности систем энергоснабжения и энергосистем.

Под балансовой надежностью энергосистем понимается их способность обеспечивать совокупный спрос в электрической мощности и энергии потребителей с учётом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов и ограничений на поставку энергоресурсов.

Структурная надежность рассматривается, как характеристика способности их структуры обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии, определяемой составом элементов электрической сети, их связями, пропускными способностями без учета их

функций и режима в системе. Данный показатель, как правило, важен на определенном этапе анализа и проектирования.

Под режимной надежностью энергосистемы подразумевается характеристика ее способности при условиях балансовой и структурной надежности противостоять внезапным возмущениям, таким как короткие замыкания, непредвиденные потери крупных элементов, каскадные отказы работоспособности и прочее. Определяется системой управления режимами, что подробно рассматривается в дальнейшем.

1.1.2 Особенности обеспечения структурной и балансовой надежности в распределительных электрических сетях

Схема района пассивной электрической сети

На рисунке 1.1 представлен фрагмент пассивной электрической сети, где балансовая надежность обеспечивается генерирующими возможностями источников централизованного энергоснабжения, структурная (согласно критерию $n - 1$) – дублированием всех сетевых элементов (линий электропередачи, трансформаторов, шин), а режимная – системой управления, выбором сечений проводов, мощностей трансформаторов, отключающей способности выключателей, в совокупности обеспечивающих осуществимость и допустимость режимов при отключении любого элемента сети.

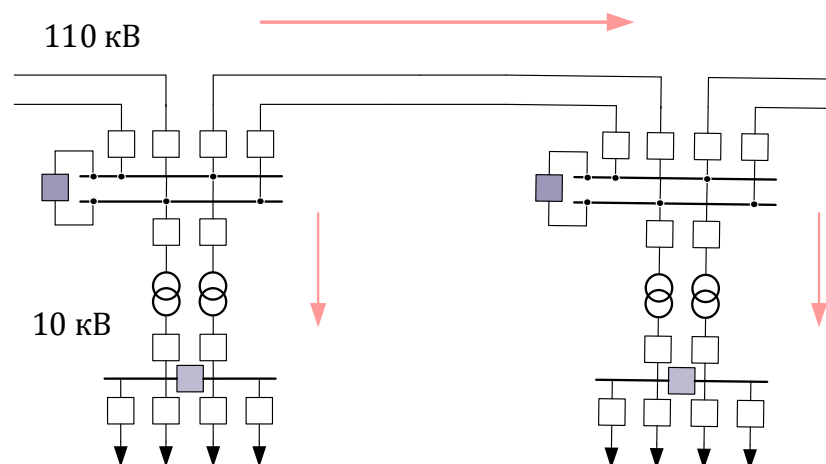


Рисунок 1.1 – Фрагмент пассивной электрической сети

Схема района активной электрической сети, полученная путем подключения источников распределенной генерации

В схеме, представленной на рисунке 1.2, энергетические установки малой генерации подключены к двум подстанциям 110/10 кВ со стороны шин 10 кВ, причем на одной из подстанций – непосредственно на шины 10 кВ, а на другой – удаленная электростанция малой мощности подключена к шинам 10 кВ посредством двух линий электропередачи 10 кВ.

Балансовая надежность здесь обеспечивается как источниками централизованного энергоснабжения, так и малой генерацией. Поскольку в основе сети лежит схема, где уже выполнялся критерий структурной надежности $n - 1$, то после включения дополнительной распределенной генерации при ее соответствующей мощности надежность энергоснабжения повышается до уровня $n - 2$, т.е. по отношению к обычным требованиям становится избыточной [46].

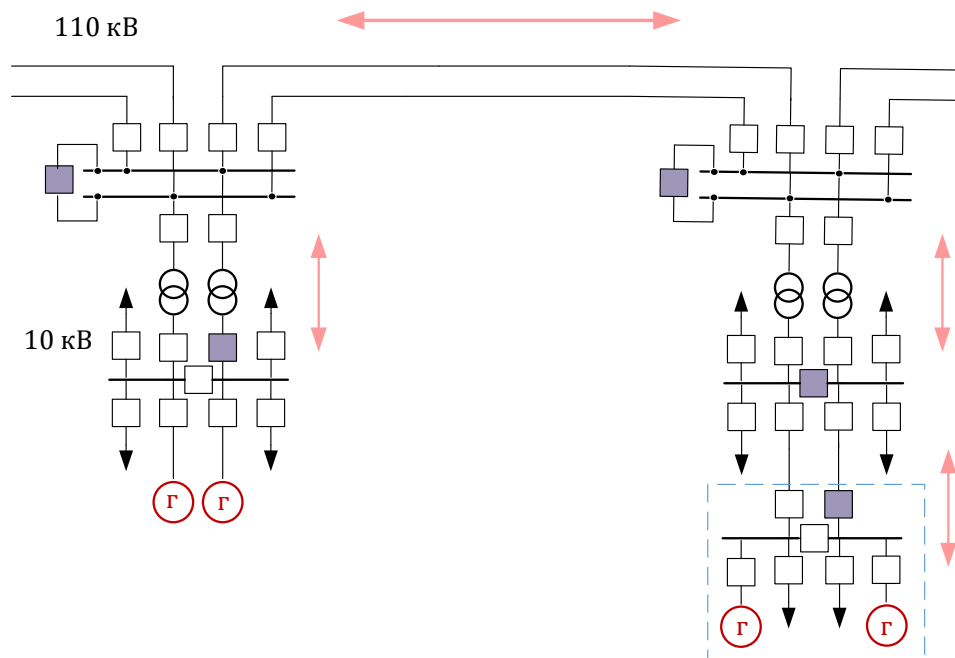


Рисунок 1.2 – Активная сеть с интегрированной МГ и ЛИЭС

Схема района активной электрической сети, полученная путем исходного проектирования согласно требованиям по надежности и минимальности затрат

Количество и класс напряжения элементов (выключатели, трансформаторы) в схеме сети, представленной на рисунке 1.2, после подключения к ней объектов МГ очевидно являются избыточными, но в случае подключения МГ к уже существующим сетям это не является предметом обсуждения и не увеличивает капиталовложения на подключение. А вот в случае строительства не только объектов МГ, но и распределительной сети, учитывающей их наличие, такая избыточность может привести к неоправданным затратам. Вариант более рационального использования оборудования при проектировании и строительстве таких сетей представлен на рисунке 1.3. Здесь энергоблоки малой генерации подключены к двум подстанциям 35/10 кВ со стороны шин 10 кВ, причем аналогично предыдущей схеме (рис. 1.2) на одной из подстанций – непосредственно на шины 10 кВ, а на другой – удаленная электростанция подключена к шинам 10 кВ посредством 2-х линий электропередачи 10 кВ.

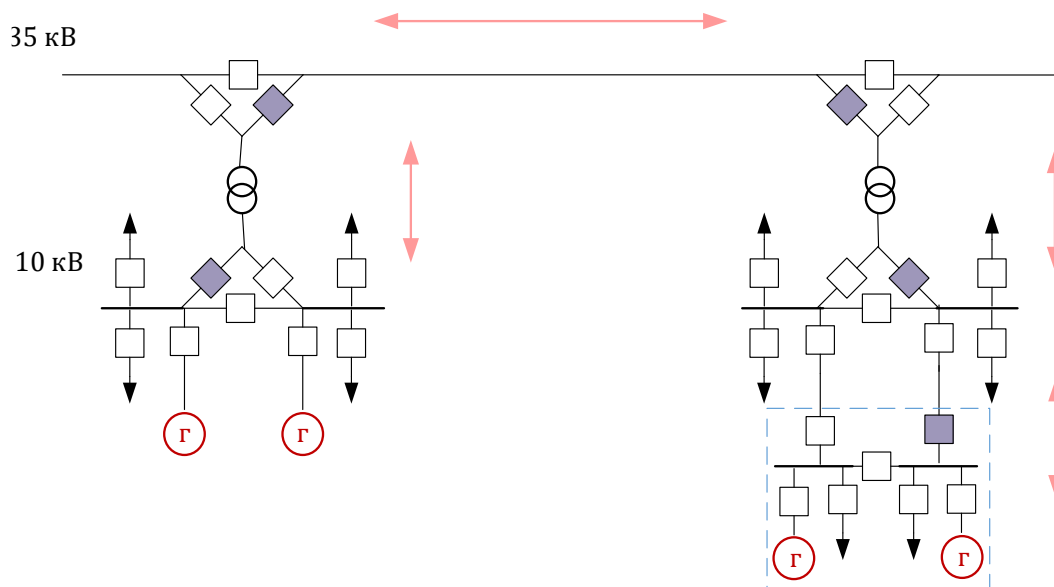


Рисунок 1.3 – Оптимизированная сеть с распределенной МГ и ЛПЭС

Балансовая надежность схемы (рис. 1.3) обеспечивается как источниками централизованного энергоснабжения, так и малой генерацией. Структурная и режимная надежность энергоснабжения обеспечивается на уровне $n - 1$, а снижение номинального напряжения со 110 до 35 кВ определено разгрузкой внешней сети в связи с переходом к энергоснабжению потребителей преимущественно от локальных генерирующих источников [46].

Объединенная энергосистема малой мощности с тремя ЛИЭС

В варианте интеграции объектов МГ, указанном на рисунке 1.4, представлен не район активной электрической сети, а полноценная объединенная энергосистема малой мощности на базе трех ЛИЭС с замкнутой системообразующей сетью 35 кВ.

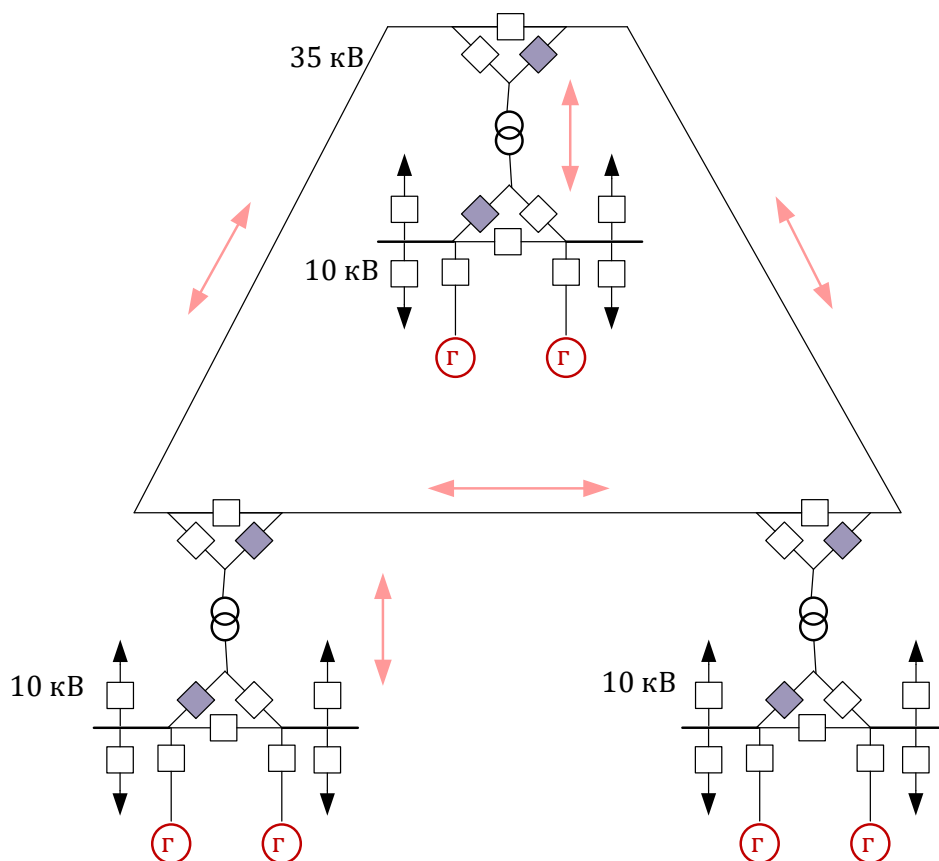


Рисунок 1.4 – Оптимизированная ОЭСММ с распределенными ЛИЭС

Балансовая надежность обеспечивается исключительно собственными источниками энергии, при этом структурная и режимная надежность

энергоснабжения потребителей обеспечивается на уровне $n - 1$. Номинального напряжения системообразующей сети 35 кВ также достаточно из-за малых перетоков мощности по ней в нормальном режиме в связи с энергоснабжением потребителей преимущественно от локальных генерирующих источников [46].

Для обеспечения режимной (функциональной) надежности отдельных ЛИЭС, работающих в сети централизованного энергоснабжения или в объединенной энергосистеме малой мощности необходимо преодолеть возникающие при объединении на параллельную работу технологические барьеры:

- высокие риски возникновения опасных асинхронных режимов ввиду сложности обеспечения динамической устойчивости режима параллельной работы распределённых по сети объектов с малой генерацией и внешней электрической сети вследствие малой механической инерции роторов энергоблоков МГ;
- возможность возникновения недопустимых ударных моментов на валах энергоблоков МГ при проходящих коротких замыканиях (КЗ), как во внешней, так и во внутренней электрической сети;
- увеличение токов короткого замыкания (особенно в схеме объектов с малой генерацией) при подключении к мощной внешней электрической сети;
- необходимость масштабной реконструкции средств релейной защиты и автоматики на подстанции присоединения объекта с малой генерацией;
- необходимость интеграции объекта с малой генерацией в общую систему оперативного управления (центры управления сетями, региональное диспетчерское управление энергосистемой);
- повышение требований к профессиональному уровню подготовки оперативного персонала локальной интеллектуальной системы энергоснабжения на базе объекта с малой генерацией.

1.2 Тенденции развития технологий управления в сетях с распределённой генерацией

Одной из особенностей энергосистем малой мощности (по сравнению с большой) является существенно большее значение нерегулярных колебаний режимных параметров. Причиной этого, зачастую, является стохастичное изменение нагрузки локальных потребителей, а также малая инерционность роторов энергоблоков, что усложняет эксплуатацию таких систем.

С объединением множества ЛИЭС создаются активные сети, в которых намного легче поддерживать показатели качества электроэнергии и решать задачи надежности энергоснабжения потребителей, работы электростанций.

В [47] проведен обзор способов управления режимами низковольтных микросетей переменного тока, в котором также отмечается, что интеграция сетей с МГ в централизованную сеть повышает качество управления, наблюдаемости и, как следствие, повышается надежность и качество электроснабжения конечных потребителей. В качестве барьеров для достижения таких эффектов в [47] отмечаются ограниченное участие ЛИЭС в режимах, связанных с динамической устойчивостью, а также существующие алгоритмы их режимного управления. Для решения задачи интеграции ЛИЭС в существующую энергосистему здесь предлагается данные алгоритмы выполнять в составе отдельной компоненты более глобальной централизованной системы управления распределительной сетью.

Типовые архитектуры управления сетями с распределённой МГ [48] (в том числе и на базе ВИЭ) представлены в таблице 1.1.

Цифровая трансформация электрических сетей в совокупности со строительством в значительном количестве малой распределённой генерации требует кардинального изменения принципов режимного управления. Как видно из таблицы 1.1, существующая централизованная система управления режимами неспособна обеспечить качество управления в АРЭС, близкое по показателям с энергосистемами большой мощности.

Таблица 1.1 – Архитектуры управления сетями с распределённой МГ [48]

Тип архитектуры	Особенности	Недостатки
Централизованная	Имеется один центральный контроллер, в который поступают необходимые результаты измерений через локальные контроллеры (ЛК). Он находит решение задачи управления и передает обратно в ЛК это решение в виде уставки.	1. Трудность реализации при наличии нескольких собственников с разными приоритетами получения прибыли. 2. Сложность обеспечения отказоустойчивости разветвлённой информационно-коммуникационной инфраструктуры.
Децентрализованная	1. Отсутствует центральный координирующий узел. 2. Обмен информацией между ЛК либо отсутствует полностью, либо набор данных минимален.	Информацию о работе смежных ЛК можно получить только по измерениям режимных параметров в контролируемых узлах и ветвях ЛИЭС
Распределённая мультиагентная	Здесь ЛК (или агенты) не управляются централизованно, а принимают решение путем взаимодействия со смежными ЛК в рамках целевой функции.	Согласовывать алгоритмы управления ЛК необходимо уже на этапе проектирования сети.

Стоит добавить, что стоимость традиционной централизованной системы управления, когда команды идут сверху вниз от диспетчерского центра, обладающего полной картиной режима 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. Поэтому одним из перспективных инструментов создания активных электрических сетей с распределенными объектами малой генерации является переход к системам либо децентрализованного, либо распределённого мультиагентного управления режимами, где каждый значимый объект оснащается собственным «интеллектом».

Указанные в таблице 1.1 особенности распределённой мультиагентной архитектуры управления сетями, связанные с необходимостью коммуникации ЛК между собой, более подробно раскрыты в [49], где предлагается не прямое взаимодействие между агентами мультиагентной системы управления, а косвенное – через пространственную модель района управления. Реализация пространственной модели возможна, по мнению авторов, с помощью устройств посредников, аккумулирующих и систематизирующих в себе относительно топологии контролируемого района сети поступающую от агентов информацию.

В настоящее время системы мультиагентного управления широко исследуются и активно внедряются в распределительных сетях. Фундаментальные концепции и подходы в области создания мультиагентных систем в области энергетики сформулированы рабочей группой по мультиагентным системам Сообщества энергетиков IEEE и отражены в работах [50, 51]. В первой из них вводятся ключевые понятия. В [50] под *агентом* подразумевается программно-аппаратная сущность, способная самостоятельно принимать решения при изменении состояния окружающей среды. *Интеллектуальный агент* отличается от агента тем, что обладает способностью своевременно реагировать на изменения окружающей среды (реактивность), демонстрирует динамически изменяемое поведение для достижения своих целей (проактивность), способен вести переговоры и взаимодействовать с другими агентами (социальная способность). В данных работах *мультиагентная система* (МАС) рассматривается как совокупность таких агентов, каждый из которых преследует свои цели, но реализует общую функцию. В [50] также отмечаются потенциальные области

применения МАС в энергетике – от мониторинга и диагностики (например, автоматический анализ состояния силовых трансформаторов или анализ аварийных осциллограмм), создания цифровых двойников до децентрализованного управления режимами микросетей и релейной защиты. Отмечается, что МАС не просто технология распределённого интеллекта, она может включать в себя экспертные системы, искусственные нейронные сети и другие, широко используемые технологии искусственного интеллекта. Работы в этом направлении также отражены в трудах российских исследователей [52-56]. В [51], где более подробно рассматриваются практические аспекты проектирования и реализации МАС, особое внимание уделяется стандартам, которые определяют архитектуру МАС и язык взаимодействия между агентами, что особенно актуально при наличии в системе МАС оборудования разных производителей. Наличие стандарта по взаимодействию между агентами безусловно (по умолчанию) подразумевает и наличие развитых информационных каналов связи.

Технологии мультиагентных систем позволяют ещё на этапе цифрового моделирования интегрированных энергетических систем (ЭЭС с распределённой МГ) определить оптимальное взаимодействие крупной (централизованной) генерации и МГ с точки зрения баланса выработки энергии между ними [57, 58]. Близкая по проблематике задача рассмотрена в [59], где авторы с помощью МАС на базе ПО «Пегас-Модус» моделировали управление спросом на электроэнергию в распределительной сети с МГ, динамично балансируя поставки между агентами нагрузки, подстанции (центр питания ЭЭС) и малой генерации. В [60] задача регулирования доли выработки электроэнергии распределённой генерацией в интегрированных энергетических системах (ИЭС) также решается с помощью мультиагентных технологий, где целевой функцией является минимум суммарных затрат на электроснабжение в ИЭС с учетом технологических ограничений, а результатом решения – распределение нагрузки между источниками и оптимальный путь снабжения потребителей энергии от этих источников.

Наиболее важным на этапе проектирования мультиагентной системы управления (МАСУ) применительно к распределительным электрическим сетям с МГ является выбор архитектуры взаимодействия между агентами. В одних исследованиях [61] авторы предлагают для согласования управляющих агентов (эффекторов), установленных в различных точках сети, а также для учета особенностей каждого контролируемого потребителя электроэнергии использовать агент-координатор, именуемый главным интеллектуальным агентом. При этом авторы отмечают положительный эффект от применения такой архитектуры – на конкретном примере управления участка электрической сети, используя имитационное моделирование, фиксируется сокращение времени регулирования и глубины перерегулирования как частоты, так и напряжения. Аналогичная архитектура рассмотрена в работе [62]. Такая концепция взаимодействия агентов, по своей сути является аналогией централизованной системы управления и обладает теми же преимуществами и недостатками. В [63, 64] названия и назначения агентов в ещё большей степени характерны иерархичной системе управления, хотя и без явного выделения агента координатора. Выход из строя координирующего агента может и не сразу, но привести к развалу всей системы управления, т.к. в [61] отмечается, что конкретный агент в случае сбоя обращается к агенту-координатору для запроса необходимых данных. Безусловно, есть решения, исключаящие влияние главного агента в случае его отказа на работу всей системы в целом, однако поведение всей МАСУ будет непредсказуемым при несанкционированном доступе к нему через информационную сеть. Аналогичные вопросы поднимаются в [65], где отмечается, что чем больше МАСУ имеет возможностей по приёму и обработке данных, поступающих через информационную сеть от внешних источников (в том числе и от агентов), тем более уязвима данная система к кибератакам.

В [66] наоборот предлагается отказаться от координирующего агента. Такое решение анализируется на примере регулирования напряжения в узлах

электрической сети посредством МАСУ, где отмечается, что координация между агентами не требуется, если их области управления не пересекаются, в противном случае могут возникать конфликты в действиях агентов, осуществляющих регулирование напряжения. Чтобы их избежать, в [66] для агентов с пересекающимися областями предусмотрена координация, при которой для коррекции напряжения в узле агент должен получить разрешение от смежного устройства. Такая архитектура взаимодействия агентов повышает живучесть всей системы в целом, однако в любом случае требует использования информационных каналов связи. В [66] предлагается использовать ВЧ-каналы передачи данных ввиду их высокой надёжности, дешевизны и скорости развертывания.

В случае отсутствия координирующего агента в МАСУ возникает задача оптимизации направлений и объёма данных между агентами. В [67] предлагается теоретически обоснованная стратегия оптимизации информационного обмена, для этого вводится понятие *осведомлённости* агента, объединяющего в себе показатели наблюдаемости режима и согласованности целей агента с глобальными целями МАСУ.

Практическая применимость МАСУ без координирующего агента рассмотрена в [68], где авторы моделировали систему электроснабжения нефтегазодобывающего предприятия с МГ и систему управления ей (на базе МАС) в программном комплексе RastrWin3, разработали сценарии поведения агентов МАСУ (в качестве критерия рассматривался минимум отклонения частоты и напряжения при оперативном управлении) с последующим их анализом.

Исследования, направленные на анализ применения МАС в управлении сетями с распределенной МГ, можно также классифицировать по типу управления: режимное и противоаварийное (включая послеаварийное).

Мультиагентное режимное управление

Ранее рассмотренные работы, связанные с оптимизацией баланса выработки энергии между МГ и генерацией ЭЭС [57-60], можно отнести к

режимному управлению в части поддержания баланса активной мощности и, как следствие, частоты в энергосистеме.

К данному типу управления относится работа [69], которая посвящена мультиагентному управлению энергопотреблением в изолированных Микрогрид – здесь рассмотрена двухэтапная стратегия управления энергопотреблением: на первом этапе, когда Микрогрид работает параллельно с сетью, центральный агент осуществляет оперативное планирование объема генерируемой мощности для случая перехода в островной режим; на втором (при выявлении островного режима) – агенты работают вместе так, чтобы быстро сбалансировать Микрогрид, если фактические рабочие параметры режима отличаются от прогнозируемых.

В [70] для осуществления режимного управления в Микрогрид представлена работающая в режиме реального времени программа с мультиагентной системой управления процессами генерации и потребления. В ней агентами осуществляется планирование на двух этапах: на сутки вперед и в реальном времени. Отмечается, что такое решение позволяет Микрогрид максимизировать выработку электроэнергии, минимизировать эксплуатационные расходы и оптимизировать обмен энергией при работе с внешней сетью.

Важные вопросы при удержании частоты в сети с использованием МАСУ рассматриваются в [71] – здесь анализируется поведение агентов при их общении между собой по каналам связи, подверженным внешним помехам.

Достаточное большое количество работ посвящено мультиагентному регулированию напряжения (МАРН) в сетях с МГ, что является одной из подсистем режимного управления.

В работе [72] рассматривается задача мультиагентного управления напряжением в автономной Микрогрид. Схема управления состоит из нескольких агентов, в частности агента управления энергопотреблением верхнего уровня, нескольких агентов среднего уровня и множества агентов

управления нижнего уровня. Отмечается, что такая система управления способствует оптимальному уровню напряжения в сети и максимальному экономическому эффекту от выработки электроэнергии объектами малой генерации. Ее развитием является [73], в которой для повышения экономических и динамических показателей системы предложена четырехуровневая система управления.

В работах [74, 75] авторы предложили и смоделировали одноуровневую систему МАРН, проанализировали её при возникновении возмущений в электрической сети с распределенной генерацией. Система позволила при подключениях мощной нагрузки, а также при возникновении КЗ компенсировать возникающий провал напряжения в сети. Для реализации МАРН в сетях с МГ в [76] говорится о явной необходимости использования ВАПС с применением моделирования режимов. В работе [77] МАС рассматривается в качестве механизма регулирования напряжения на трансформаторных подстанциях в традиционных распределительных сетях без объектов МГ.

Комплексное режимное управление (удержание частоты в сети и напряжения в узлах в коридоре допустимых значений) с применением технологий МАС также рассмотрено исследователями в своих трудах, например, [61]. В [78] предложили способ управления частотой и напряжением накопителями, в котором агенты, измеряя локальные параметры, взаимодействуют с другими агентами с целью поддержания их режимных параметров и уровня заряда локальных накопителей. Комплексное управление режимом Микрогрид на базе МАС рассмотрено в [79], где агентами не только фиксируется её переход в автономный режим (при выходе параметров за допустимые пределы) с последующим равномерным распределением загрузки между источниками МГ внутри Минигрид для восстановления частоты в условиях отсутствия связи с ЭЭС, но и обеспечивается восстановление связи с внешней сетью путем автоматической синхронизации с последующим участием в процессах

диспетчеризации. За основу информационного взаимодействия между агентами в данной статье приняты стандарты МЭК 61850 и фонда интеллектуальных физических агентов (foundation for intelligent physical agents – FIPA).

Мультиагентное противоаварийное управление

Появление малой генерации 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 перетоках мощности в контролируемом районе сети, а затем рассылает команды на отключение генерации и/или нагрузки), являются медленными из-за резкого ускорения электромеханических переходных процессов в рассматриваемых сетях, что делает их неэффективными и даже опасными с точки зрения усугубления аварийной ситуации.

Тенденции развития противоаварийного автоматического управления (ПАУ) в ЭЭС с распределённой малой генерацией в большей степени направлены на применение технологий МАС. Так, в работе [80] коллектив авторов рассматривает МАС, как инструмент раннего предупреждения о достижении предела по устойчивости в энергосистеме на основе математического метода грамианов, что приведёт по оценкам авторов к повышению пропускной способности не менее, чем на 3%, и, как следствие, к повышению прибыли сетевой компании, экономии капиталовложений в строительство и модернизацию электрических сетей, снижению потерь активной мощности (связано с повышением напряжения в узлах). Важно отметить, что достижение таких существенных эффектов невозможно без строительства развитой информационной инфраструктуры.

Для предотвращения неустойчивости по напряжению, возникающей по причине локальных дефицитов реактивной мощности у потребителя

вследствие непрогнозируемого изменения его нагрузки, в [81] предлагается применить децентрализованную МАС с централизованной нейросетевой системой управления. Особенностью данной работы являлся успешный опыт тестирования разработанной системы управления на модели реальной схемы сети энергорайона Иркутской области, где характерна неустойчивость по напряжению [81]. Продолжение данных исследований рассмотрено в [82], где систему МАРН строят по принципу виртуальной электростанции, отмечаются положительные результаты её использования и возможность её в ПАУ ЕЭС России.

В [83] предпринята попытка агентами разных уровней осуществить децентрализованное восстановление после аварийного разделения на части объединенной энергосистемы. Согласно предложенному способу, количество агентов в нормальных режимах минимально, а в послеаварийных режимах для восстановления целостности системы участвует множество агентов. Проверка рассматриваемой структуры МАСУ на тестовой модели IEEE (30-ти узловая схема) показала быстрое восстановление без отключения нагрузок (облегченный режим), а также сокращение времени восстановления по сравнению с централизованными способами.

В [84] предложили многоагентную структуру для противоаварийного управления при множественных аварийных возмущениях. Отмечается, что управление на основе децентрализованной архитектуры интеллектуальных агентов может обеспечить быструю и эффективную поддержку уровня напряжения в системе. Похожее управление для регулирования напряжения в нормальном и аварийном режимах предложили и в [85]. Система управления на базе мультиагентных технологий, обеспечивающая координацию различных устройств для недопущения отключения источников в послеаварийном режиме, предложена в [86]. Двухуровневая система ПАУ предложена в [87], где первый уровень – это нейросетевая система оценки режимной надежности для раннего предупреждения о предаварийных состояниях, а второй – мультиагентная автоматика для предотвращения

лавины напряжения. В работе отмечена эффективность такого подхода на примере модифицированной 53-узловой тестовой схемы IEEE.

Физическое моделирование МАСУ распределительной сети на базе микрокомпьютеров Raspberry Pi рассмотрено в [88], где в качестве целевой функции противоаварийного управления рассматривалась задача перераспределения мощности при отключении основного источника питания или обрыве одной из фаз.

1.3 Тенденции развития релейной защиты в сетях с распределённой генерацией

Традиционно, выявление признаков внутреннего короткого замыкания (КЗ) устройством РЗ осуществляется за счёт фиксации увеличения тока, уменьшения напряжения, снижения отношения между напряжением и током в месте установки защиты с последующим селективным отключением поврежденного элемента от источников питания, а селективность действия данного 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 устройств РЗ, или контроля угла между измеряемым током и напряжением, либо их сочетанием [89].

Однако в замкнутых электрических сетях с распределенной генерацией 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 [90, 91].

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 – разработка адаптивных алгоритмов и применение дифференциального принципа для ЛЭП распределительных сетей. В обоих случаях для решения определённых задач может использоваться искусственный интеллект и машинное обучение. Рассмотрим работы по каждому из этих трендов подробнее.

Массовый переход устройств РЗ с электромеханической и полупроводниковой базы на микропроцессорную открыл новые, ранее не рассматриваемые возможности при реализации защитных функций, например, использование информации о предшествующем режиме, накопление статистических данных и т.д. Однако в современных устройствах РЗ, базовая часть которых выполнена на основе принципов, реализованных в ещё в электромеханических реле, такие возможности практически не применяются [92]. В связи с этим возникает необходимость введения четкого понятия интеллектуализации РЗ. В [93] авторы вводят 4 критерия интеллектуальности устройства РЗ:

- адаптация алгоритмов к изменению режимов контролируемой электрической сети;
- применение методов и средств, позволяющих синхронизировать передаваемую в устройство информацию в режиме реального времени;
- использование при построении алгоритмов РЗ и при обмене информацией протоколов группы стандартов МЭК 61850;
- применение современных методов цифровой обработки сигналов, к которым можно отнести и разработку новых признаков идентификации аварийных режимов [94].

Далее в [93] отмечается, что в рамках интеллектуализации электрических сетей при разработке адаптивных алгоритмов РЗ необходимо

уделять внимание диагностике первичного оборудования, которая будет способствовать определению места повреждения и его причин. В [92] предлагается иная формулировка адаптивного устройства РЗ – устройство, которое изменяет (подстраивает) свои характеристики (уставки) срабатывания в зависимости от характера доаварийного режима. При этом ни одна из формулировок не противоречит друг другу, потому что, например, для более точного определения места повреждения на ЛЭП необходимо учитывать параметры доаварийного режима. Обобщая обе формулировки применительно к сетям с распределённой МГ, можно считать, что устройство РЗ является адаптивным, если оно в режиме реального времени получает данные о состоянии сети и производит перерасчет (не переключение на другую группу) уставок для оптимальной работы (с точки зрения селективности и чувствительности) в новых условиях.

В самом процессе разработки адаптивных устройств РЗ выделяют два подхода [95].

1. Осуществляется автоматический расчет параметров электрической сети на стороннем устройстве (внешнем сервере) с последующим формированием бланка уставок для его автоматической записи в конкретное устройство РЗ. Такой подход возможен при наличии информационных каналов связи между станциями и подстанциями. При обеспечении полной наблюдаемости позволяет максимально эффективно произвести расчет новых значений уставок и записать их в устройства РЗ, что особенно важно при оперативной реконфигурации сети, либо в результате аварийных возмущений. При изменении режимных параметров сети массовая передача значений уставок по множеству терминалов РЗ в режиме реального времени затруднительна [95].

2. Расчет параметров срабатывания внутри устройства РЗ на основе поступающей на его входы информации. Именно при таком подходе могут быть задействованы параметры контролируемого участка сети в доаварийном режиме.

В статье [95] авторы предпочли второй подход, т.к. аргументированно считают, что локальный расчет уставок не зависит от состояния каналов связи, что, по их мнению, может быть определяющим фактором в связи с возможностью возникновения помех в этих каналах при коммутациях выключателей на подстанции. В этой работе не только предлагаются адаптивные варианты защит, реагирующих на одну подведённую величину (ток или напряжение), но и предложена методика расчета их уставок. Такие адаптивные алгоритмы наиболее применимы в резервных защитах в радиальных сетях с односторонним питанием с преимущественно промышленными потребителями, где можно накапливать статистические данные по графику потребления и прогнозировать с высокой долей вероятности нагрузочный режим в текущий момент времени, адаптивно подстраивая, например, уставки максимальных токовых защит (МТЗ). На линиях с двусторонним питанием в сетях с МГ применимость таких адаптивных алгоритмов маловероятна.

Для линии с двусторонним питанием безотносительно типа генерации в [92] предложена адаптивная дистанционная защита. Авторы отмечают, что предложенные алгоритмы позволяют повысить чувствительность к КЗ через переходное сопротивление, исключить «мертвую» зону при близких КЗ, а также существенно упростить расчет уставок срабатывания. Повышение чувствительности резервных токовых направленных защит на таких линиях предлагается в [97] путем разграничения областей нагрузочных и аварийных режимов с использованием информационных признаков в многомерном пространстве. Применение такого подхода в распределительных сетях требует дополнительного исследования, т.к. здесь существенно увеличивается активная составляющая сопротивления короткозамкнутого участка, что, как следствие, приводит к наложению по углу областей нагрузочного режима и КЗ.

Распределительные электрические сети, как правило, оснащаются комплектами ступенчатых токовых защит. После интеграции в них объектов

с МГ крайне затруднительно обеспечить чувствительность и селективность этих защит при наличии подпитки от источников малой мощности. В [96, 98] предлагается для таких случаев использовать централизованную адаптивную систему релейной защиты, учитывающей все варианты топологии сети и её режима. Отмечается, что её реализация требует обеспечения информационными каналами связи, что является нормой для проектируемых, либо построенных ВАПС. Учитывая непредсказуемость распределения потоков мощности в таких сетях, в [99] предлагается использовать интеллектуальные токовые реле, работающие как в прямом направлении, выполняя функции основной защиты линии, так и в обратном – для обеспечения резервирования защит смежных линий.

Особенностью предлагаемых защит является применение на этапе расчета уставок генетического алгоритма для поиска оптимального времени срабатывания всех защит контролируемого участка сети для всех возможных конфигураций сети с последующим внесением полученных результатов в настройки устройств. Для осуществления заданных в устройствах функций необходимы низкоскоростные каналы связи между РЗ с противоположных концов линии. При отказе каналов связи устройства работают по последним настройкам.

Применение дифференциального принципа при организации защиты оборудования распределительных сетей, где невозможно использование традиционных токовых защит, рассмотрено в [100-103].

В [100] на примере многокольцевой гексагональной распределительной активно-адаптивной электрической сети предложен и проанализирован алгоритм централизованной дифференциальной защиты контролируемого района, функционирующий при развитой информационной сети, осуществляющей сбор информации со всех подстанций (предпочтительны ВАПС) энергорайона. Близкие по тематике исследования рассмотрены в [104].

В [101] отмечается, что для распределительных сетей с МГ перспективным является организация двухуровневой защиты с резервированием функций, где на первом уровне задействована защита на дифференциальном принципе (для её работы необходимы развитая информационная сеть, стандартизированные протоколы обмена данными МЭК 61850, учет топологии и режимов первичного оборудования), а на втором – многопараметрические защиты, обеспечивающие защиту сети при отказе информационных каналов связи, обладая при этом большей чувствительностью в силу статистических принципов работы по сравнению с традиционными резервными защитами [105]. В [102] приведены результаты успешной опытно-промышленной эксплуатации предлагаемого алгоритма быстродействующей дифференциальной защиты линии (ДЗЛ) на базе процессора «Эльбрус», определены рекомендации по дальнейшему совершенствованию технологии: необходимость в резервном канале связи между полуккомплектами защит, а также необходимость разработки алгоритмов восстановления информации, поступающей от трансформаторов тока (ТТ) при их насыщении или по каналу связи при его низкой пропускной способности.

Близкие по идеологии решения по организации релейной защиты в Микрогрид предложены в [106], где отмечается гибридная схема защиты: дифференциальная защита (для критически важных объектов, требуются каналы связи) и адаптивная защита, основанная на централизованном интеллектуальном расчете уставок РЗ, подстраиваясь под режим сети и сохраняя работоспособность (но уже без подстройки) при нарушениях в передаче информации.

Выводы по главе 1

1. Анализ научной литературы показал, что к числу основных трендов в развитии мировой энергетики относится децентрализация производства электроэнергии с выработкой её на электрических станциях малой мощности. Основными причинами такой децентрализации, строительства

промышленными потребителями собственных генерирующих мощностей в Российской Федерации являются постоянно увеличивающаяся стоимость электроэнергии, рост газификации и развитие современных технологий производства энергии на объектах малой генерации, которая обладает относительной доступностью для крупных потребителей, повышенной эффективностью и быстрой возводимостью за счет модульных технологий.

2. Сооружаемая малая генерация и объекты на ее основе интегрируются в существующие распределительные электрические сети или образуют новые электрические сети с распределенной малой генерацией, работающие изолированно или преимущественно изолированно. Такие сети, при насыщении их множеством объектов с малой генерацией, превращаются, в так называемые, активные распределительные электрические сети, представляющие собой энергосистемы нового типа.

3. Цифровая трансформация электрических сетей в совокупности со строительством в значительном количестве малой распределённой генерации требует кардинального изменения принципов управления. Перспективным для таких объектов, как показал обзор научных публикаций, становится отказ от централизованного диспетчерского, режимного и противоаварийного управлений с переходом к децентрализованному мультиагентному.

4. Трудности в прогнозировании режимов электрической сети с распределенной МГ, состояния её коммутационных аппаратов, многосторонняя подпитка точки КЗ, особенности настроек технологических защит генерирующего оборудования приводит к невозможности использования традиционного подхода в организации релейной защиты. Ключевые направления в этой области – использование адаптивных и основанных на дифференциальном принципе (для защиты линий) алгоритмов РЗ.

5. Проводимые в научном сообществе исследования и предлагаемые технические решения по осуществлению мультиагентного режимного и противоаварийного управления, а также по архитектуре интеллектуальных

алгоритмов РЗ в сетях с МГ, показывают, что в подавляющем большинстве случаев необходимым для функционирования предлагаемых систем является наличие разветвленной информационной сети между объектами контролируемого энергорайона, что несомненно создает уязвимости систем управления и их высокую стоимость (по отношению к стоимости сооружаемым объектам с МГ).

6. Проводимые исследования по организации системы управления в сетях с МГ, как правило, предлагают решения только по определённым спектру задач – поддержание баланса активной мощности, поддержание напряжения в узлах сети, переконфигурация сети после КЗ. При этом отсутствуют решения по комплексному режимному и противоаварийному управлению в таких сетях, которые должны рассматриваться в совокупности с решениями по релейной защите.

ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО МУЛЬТИАГЕНТНОГО ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО РЕЖИМНОГО УПРАВЛЕНИЯ В АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Традиционная модель централизованного управления режимом энергосистемы, при которой вся оперативная и режимная информация для решения системных задач собирается в диспетчерских центрах, где принимаются решения и отдаются команды/управляющие воздействия на нижестоящие уровни для их исполнения, сформировалась и нашла развитие в виду общности электрического режима всех работающих элементов сети.

Несмотря на фундаментальность и неоспоримость централизованного подхода к управлению единой энергетической системой России, обеспечивающего безопасность, наблюдаемость, управляемость и оптимальность её режимов, он неизбежно сопряжен с комплексом ограничений при применении этого подхода в сетях с распределённой малой генерацией. К последним относятся не только существенные капитальные затраты на создание и поддержание инфраструктуры сбора и передачи данных, но и повышенные риски киберуязвимости, решения которых требуют значительных дополнительных финансовых затрат. Кроме того, централизация объективно приводит к необходимости подчинения локальных интересов и критериев эффективности отдельных субъектов (генерации, сетей, потребителей) глобальным целям и оптимизационным критериям единого центра управления.

Сложная природа режима электрической сети требует его классификации для эффективного управления. Декомпозицию режима можно осуществить по ряду признаков:

- по динамике контролируемых параметров – установившийся и переходный;
- по степени соответствия параметров нормативным требованиям – нормальный, аварийный, послеаварийный;

- по характеру реакции на возмущение – устойчивый режим (способность к возврату в равновесное состояние) и неустойчивый (дальнейшее развитие аварии).

Каждому классу режимов в традиционной системе управления соответствует комплекс подсистем, решающих задачи системного и локального (частного) уровня. Данные подсистемы могут быть реализованы как по централизованному, так и по децентрализованному принципу, образуя тем самым гибридную среду, где структуры управления на разном принципе сосуществуют и взаимодействуют. Ключевым признаком, позволяющим идентифицировать всю структуру управления, как централизованную, является наличие единого центра принятия решений, осуществляющего координацию через систему обмена данными с подчинёнными центрами. Такой подход создает жесткую иерархическую систему, где информационные потоки служат прежде всего инструментом контроля и вертикального управления.

На рисунке 2.1 принципиально представлены структуры систем централизованного (иерархического с тремя уровнями) и децентрализованного управлений.

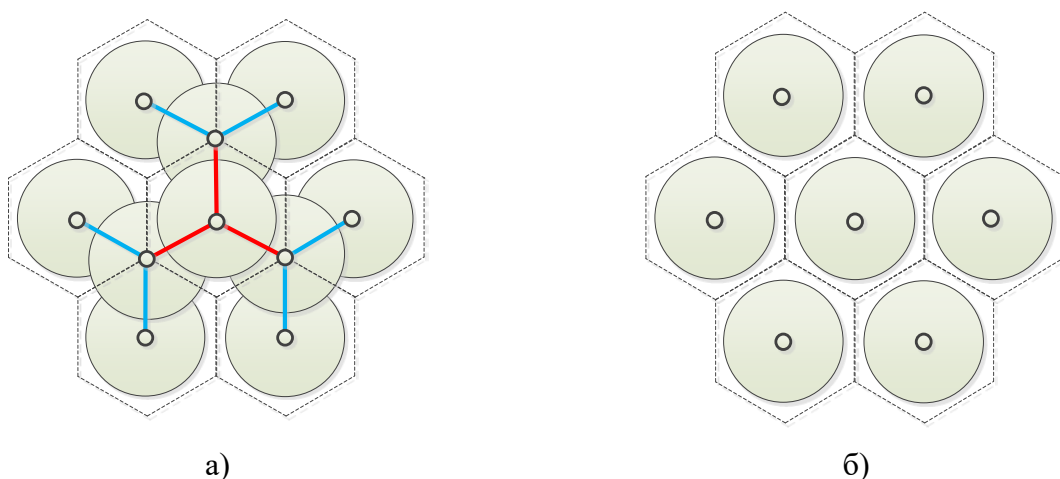


Рисунок 2.1 – Структуры систем управления режимом электрической сети с центрами и районами управления
 (а – централизованная система, б – децентрализованная)

Управление в электроэнергетических системах, независимо от их конкретной организационной структуры, базируется на универсальной парадигме, которую можно представить в виде системы инвариантных принципов:

- Принцип необходимого разнообразия (закон Эшби): управляющая система может устойчиво функционировать только в том случае, если её собственное структурное и функциональное разнообразие адекватно разнообразию состояний управляемого объекта – электроэнергетической системы во всей совокупности её режимов.
- Принцип наблюдаемости: для реализации управляющего воздействия система должна обладать способностью к формированию полного и однозначного представления о текущем состоянии объекта на основе множества доступных измерений (токи, напряжения, мощности, коммутационное состояние).
- Принцип управляемости: система управления должна обладать достаточным множеством управляющих воздействий для перевода объекта из текущего состояния в целевое, в том числе в условиях возмущений.
- Архитектура принятия решений: использование стратегий разомкнутого управления, обратной связи, управления по возмущению или их синтеза.
- Принцип оптимальной многокритериальности: управление является процессом поиска компромиссного решения в многомерном пространстве критериев при наличии системы технических и экономических ограничений.
- Иерархия приоритетов: противоаварийное управление, направленное на сохранение целостности сети и предотвращение каскадного развития аварий, обладает высшим приоритетом, отменяющим или приостанавливающим действие всех иных управляющих воздействий.

При проектировании системы децентрализованного мультиагентного управления режимами электроэнергетической системы в качестве аксиом и

принципов, определяющих основу взаимодействия независимых субъектов управления, приняты следующие:

- Суверенность принятия решений: каждый агент обладает правом самостоятельного принятия решения в рамках делегированных ему полномочий с соблюдением единых правил поведения.
- Верховенство правил: безусловное соблюдение всеми агентами установленных правил принятия решений и выполнения команд.
- Достаточность локальной информации: при формировании управляющих воздействий агент обязан в максимальной степени опираться на доступную ему локальную информацию о состоянии объекта управления.
- Иерархия приоритетов: критерии и правила, направленные на ликвидацию выявленных нарушений нормального режима сети, обладают абсолютным приоритетом и отменяют собой любые решения, направленные на оптимизацию или управление в рамках нормального режима.
- Ограниченная свобода действий: свобода действий любого из агентов в нормальных режимах должна быть ограничена, во-первых, запретом на совершение действий, прямо или косвенно ведущих к возникновению нарушений нормального режима, и, во-вторых, недопустимостью создания условий, при которых становится невозможной эффективная реализация управляющих воздействий агентов в смежных областях управления.
- Принцип синергетической эмерджентности: глобально-оптимальное состояние энергосистемы должно возникать как синергетический эффект от совокупности оптимальных решений на локальном уровне, принимаемых каждым из агентов. Система не должна требовать централизованного вычисления глобального оптимума, а должна быть спроектирована так, чтобы согласованные действия агентов по достижению их локальных целей естественным образом приводили к приемлемому общесистемному состоянию.

- Аксиома градиентной устойчивости: действия агента, направленные на улучшение локальной ситуации (например, выравнивание напряжения в узлах), должны одновременно способствовать улучшению или, как минимум, не ухудшать общее состояние системы.

- Принцип временной адекватности: скорость реакции и вычислительная сложность алгоритмов агента должны быть адекватны динамике процессов, которыми он управляет. Агенты, отвечающие за противоаварийное управление, должны обладать максимальным быстродействием и простейшими алгоритмами, в то время как агенты, оптимизирующие нормальные режимы, могут позволить себе более сложные и долгие вычисления.

- Принцип конкурентной избыточности: система должна допускать возможность существования нескольких агентов, чьи зоны ответственности частично пересекаются. Это создает здоровую конкуренцию за наиболее эффективное решение задачи управления и обеспечивает живучесть системы при отказе одного из агентов.

Представленный полный набор принципов и аксиом определяет новую парадигму управления, где надежность обеспечивается не централизованным управлением и резервированием, а самостоятельностью, децентрализованной координацией, адаптивностью и интеллектуальным поведением ее компонентов.

2.1 Децентрализованное регулирование частоты электрической сети с реализацией самопереназначений ведущей электростанции вторичного регулирования и участия остальных в третичном регулировании

Эволюция централизованных систем регулирования частоты и мощности в крупных энергообъединениях привела к формированию двух основных подходов, отражающих компромисс между степенью централизации и операционной гибкостью:

- С одной ведущей по частоте электростанцией вторичного регулирования и, при необходимости, участия одной или нескольких других электростанций во вторичном регулировании на принципе долевого участия в мощности ведущей по частоте электростанции [107]. При этом работоспособность системы в целом обеспечивается централизованным диспетчерским управлением, осуществляющим функционализацию электростанций для регулирования частоты в энергосистеме и поддержание требуемых для его осуществления резервов.

- С множеством регулирующих сальдо перетоки мощности в областях регулирования электростанций, в каждой из которых система вторичного регулирования является централизованной, т.к. контролирует перетоки мощности на границах области, а работоспособность также обеспечивается диспетчерским управлением в этой области [108].

Мультиагентный подход направлен на создание децентрализованной системы регулирования частоты и активной мощности с принципиально упрощенной архитектурой, где задача решается за счет применения правил распределения управляющих функций между отдельными агентами.

Рассмотрим возможность решения такой задачи на основе общих принципов построения децентрализованной мультиагентной системы на примере электрической сети с тремя распределенными объектами малой синхронной генерации (рис. 2.2).

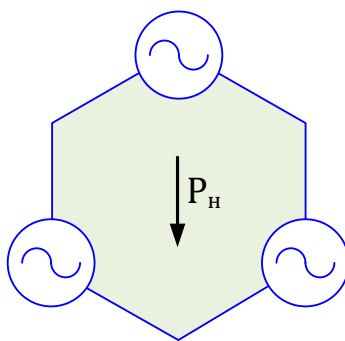


Рисунок 2.2 – Электрическая сеть с тремя распределенными объектами малой генерации

Для поддержания баланса активной мощности (регулирования частоты) в автономно работающих энергосистемах в условиях отсутствия информационных каналов связи применим (с учетом ряда адаптаций) способ децентрализованного вторичного регулирования частоты сети с реализацией переназначений электростанции, осуществляющей вторичное регулирование частоты, и участия остальных в третичном регулировании [109]. Решение о коррекции выдаваемой мощности на конкретной станции, участвующей в регулировании общего режима, принимается установленным на ней интеллектуальным устройством управления на основе локальной информации. Обязательным для работы этих устройств является создание (непрерывная периодическая генерация) синхронизированных и равных по времени тактов (длительность такта в первом приближении принимается в 2 раза большей времени ввода резервов первичного регулирования).

На каждом временном такте интеллектуальные устройства 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 решения о характере участия во вторичном и третичном регулировании частоты на основании общих для всех электростанций правил.

На рисунке 2.3 качестве примера представлен график изменения частоты в энергосистеме с отражением реакции мультиагентной системы регулирования частоты и мощности на возмущения, вызванные нарушениями баланса активной мощности, где под тактом (1-9) понимается номер синхронизированного тактового интервала для всех контроллеров станций, участвующих в децентрализованном регулировании частоты, а представленная строка классов характеризует состояние системы регулирования частоты и мощности в энергосистеме внутри каждого такта.

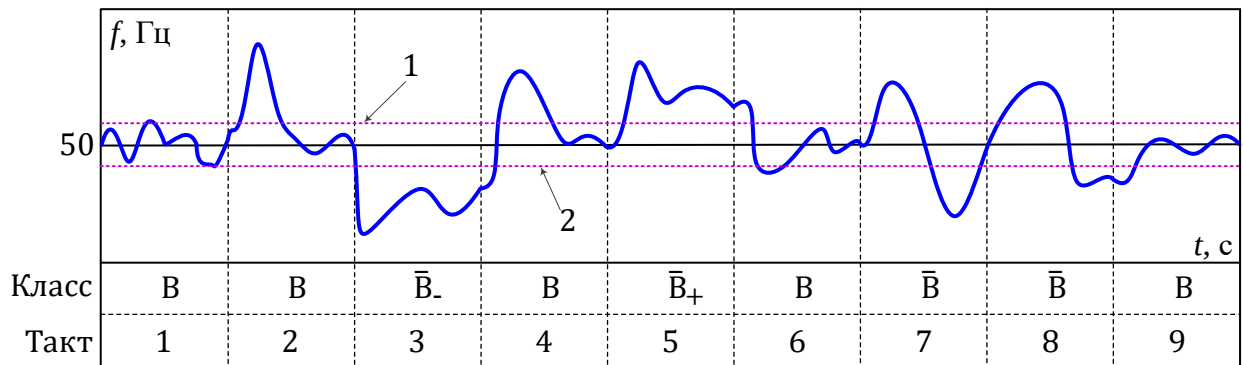


Рисунок 2.3 – График изменения частоты в сети при работе мультиагентной системы регулирования

1, 2 – границы эффективного удержания частоты в ЭЭС вторичным регулированием

До ввода системы автоматического регулирования частоты в работу на интеллектуальных контроллерах МАС РЧ электростанций устанавливаются следующие настройки:

- приоритетность участия каждой станции во вторичном регулировании частоты;
- единая для всех длительность тактов времени, синхронизируемых спутниками;
- время ввода резервов первичного регулирования;
- время ввода резервов вторичного регулирования;
- время на коррекцию мощности для восстановления резервов вторичного регулирования.

Децентрализованная мультиагентная система регулирования частоты посредством интеллектуальных контроллеров управления мощностью энергоблоков электрических станций осуществляет следующий цикл управления:

- идентификация класса состояния системы регулирования частоты внутри тактов времени;
- выбор стратегии участия в регулировании из заданного множества (переход к астатическому регулированию, блокировка астатического регулирования, коррекция выдаваемой мощности для восстановления

резервов вторичного регулирования в энергосистеме или переход к изменению своей плановой выдаваемой мощности) в соответствии с едиными правилами участия электростанций в поддержании баланса мощности в ЭЭС и разрешений на изменение их загрузки;

- выполнение операций по выбранной стратегии.

Принятие решений об участии электростанций в регулировании частоты и мощности осуществляется контроллерами на основе классификации состояния системы. Классы состояний и соответствующие критерии их идентификации представлены в таблице 2.1 [110].

Таблица 2.1 – Классы состояний процесса регулирования частоты в текущем такте времени

№	Наименование	Обозначение	Описание	Условие
1	Эффективная работа вторичного регулирования в текущем такте времени	B	Частота находится в зоне значений ее эффективного поддержания вторичным регулированием с длительностью 0.5 – 1.0 от времени такта	$f \in \left[\begin{matrix} f_{\text{уставки}} \\ \pm \\ \Delta f_{\text{доп.втор.рег}} \end{matrix} \right]$
2	Неэффективная работа вторичного регулирования в текущем такте времени	$\bar{B}$	Баланс активной мощности на большей части такта времени не поддерживается	Условие 1 не выполняется
3	Неэффективная работа вторичного регулирования в текущем такте времени с дефицитом активной мощности в энергосистеме	$\bar{B}_-$	Дефицит активной мощности сохраняется на большей части продолжительности такта времени	$\bar{B} \cap \Delta f < 0$

Продолжение таблицы 2.1

4	Неэффективная работа вторичного регулирования в текущем такте времени с избытком активной мощности	$\overline{B}_+$	Избыток активной мощности в энергосистеме сохраняется на большей части продолжительности такта времени	$\overline{B} \cap \Delta f > 0$
5	Необходимость блокировки вторичного регулирования на ведущей станции с последующим его вводом на 2-й в списке приоритета	$C + 1$	Отказ вторичного регулирования	
6	Необходимость блокировки вторичного регулирования на второй ведущей станции с последующим его вводом на 3-й в списке приоритета	$C + 2$	Отказ вторичного регулирования	$\overline{B}_{i-2} \cap \overline{B}_{i-1} \cap \overline{B}_i$
7	Разрешение команд внешних систем на изменение выдаваемой станцией мощности	D	Вторичное регулирование способно балансировать систему при изменении мощностей электростанций	B
8	Разрешение команд внешних систем на увеличение выдаваемой станцией мощности	D^+	Вторичное регулирование способно балансировать систему при увеличении мощности электростанций	$B \cup \overline{B}_-$
9	Разрешение команд внешних систем на снижение выдаваемой станцией мощности	D^-	Вторичное регулирование способно балансировать систему при снижении мощности электростанций	$B \cup \overline{B}_+$

Продолжение таблицы 2.1

10	Запрос на увеличение выдаваемой электростанцией мощности	D_k^+	Необходимо восстановление резерва вторичного регулирования на снижение мощности	$\overline{B}_-$
11	Запрос на снижение электростанцией мощности	D_k^-	Необходимо восстановление резерва вторичного регулирования на увеличение	$\overline{B}_+$

где $f_{\text{уставки}}$ – уставка вторичного регулирования частоты;

$\Delta f_{\text{доп.втор.рег}}$ – допустимая погрешность восстановления частоты вторичным регулированием,

Δf – текущее значение отклонения частоты от уставки.

Для управления электростанциями при осуществлении регулирования частоты и мощности в сети, а также разрешения изменения их плановой загрузки контроллеры используют следующие общие правила:

1. Участие в первичном регулировании частоты является обязательным для всех генераторов системы, что обеспечивает коллективный отклик на существенные небалансы мощности.

2. Для астатического (вторичного) регулирования используются электростанции с заблаговременно установленной приоритетностью их участия в регулировании.

3. При выявлении неэффективности вторичного регулирования длительностью более 2-х тактов, вторичное регулирование на электростанции прекращается.

4. При выявлении неэффективности вторичного регулирования на интервале времени заданной кратности такта времени для генераторов, включенных в ранжированный перечень их привлечения ко вторичному

регулированию, вторичное регулирование вводится на соответствующей электростанции из этого перечня.

5. При одностороннем отклонении частоты на полном такте времени, на электростанциях, не входящих в перечень для участия во вторичном регулировании, запускается коррекция мощности, направленная на устранение возникшей несбалансированности режима, продолжительностью не более длительности такта времени. Фиксируется величина изменения мощности до восстановления частоты и производится дополнительное изменение заданной кратности по отношению к введенной до восстановления частоты для восстановления резерва мощности на ведущей по частоте электростанции.

6. Изменение загрузки электростанций, помимо воздействий для регулирования частоты, разрешается в двух случаях и со временем отработки не более длительности тактового интервала:

- После выявления зависания отклонения частоты от уставки, разрешается изменение загрузки в направлении снижения этого отклонения.
- После подтверждения эффективности вторичного регулирования на предшествующем такте времени.

После синхронизации электростанций и их включения на параллельную работу система регулирования частоты и мощности вводится в работу.

Проанализируем подробнее поведение контроллеров трёх электростанций, участвующих в децентрализованном регулировании частоты (рис. 2.2), график изменения которой представлен на рисунке 2.3. На первом и втором такте времени графика частота удерживается электростанцией 1, ведущей по частоте, в коридоре эффективности вторичного регулирования, т.е. более половины такта времени, даже несмотря на то, что во втором такте возникло нарушение баланса мощности (класс B). На этих тактах времени контроллерами электростанций 2, 3 разрешено изменение загрузки

электростанций для такта 3 при условиях сохранения эффективности вторичного регулирования, однако на такте 3 это условие не выполнилось.

На третьем такте времени контроллерами выявлена неэффективность вторичного регулирования с дефицитом активной мощности в ЭЭС (класс $\bar{B}_-$). Электростанциям 2, 3 на четвертом такте времени дается задание на коррекцию мощности для восстановления резерва вторичного регулирования на электростанции 1. Увеличение загрузки этими электростанциями производится с фиксацией введенной мощности до восстановления номинальной частоты с последующей дополнительной нагрузкой на величину с заданной кратностью по отношению к введенной. После восстановления резерва вторичного регулирования на электростанции 1 частота в ЭЭС на четвертом такте времени частота восстановилась (частота суммарно находится в коридоре эффективности вторичного регулирования более половины такта времени).

На 5-м такте времени контроллерами выявлена неэффективность вторичного регулирования с избытком активной мощности в ЭЭС (класс $\bar{B}_+$). Электростанциям 2, 3 на 6 такте времени дается задание на коррекцию мощности для восстановления резерва вторичного регулирования на электростанции 1, а также разрешается снижение мощности. При этом, допустим, что на 3-й электростанции возникло отсутствие возможности снижения мощности, а на второй стало предпочтительным снижение загрузки электростанции. Снижение загрузки электростанции 2 на 6-м такте времени приводит к восстановлению резерва вторичного регулирования на электростанции 1 и эффективности вторичного регулирования (класс B).

На 7-м и 8-м тактах времени (двух подряд) контроллеры на электростанциях выявляют длительную неэффективность вторичного регулирования ($\bar{B}_7 \cap \bar{B}_8$), при этом на контроллере электростанции 1 вторичное регулирование выводится, а на следующей по приоритетности для вторичного регулирования электростанции 2 вводится.

На 9-м такте времени контроллерами идентифицируется эффективное вторичное регулирование (B) в энергосистеме электростанцией 2.

Для анализа работы системы вторичного автоматического регулирования частоты (ВАРЧ) применяется тактовое представление процесса, которое включает формализацию логики принятия решений и визуализацию временной диаграммы регулирования отдельными устройствами. На рисунке 2.4 представлена тактовая диаграмма процесса регулирования для энергосистемы с тремя ЛИЭС.

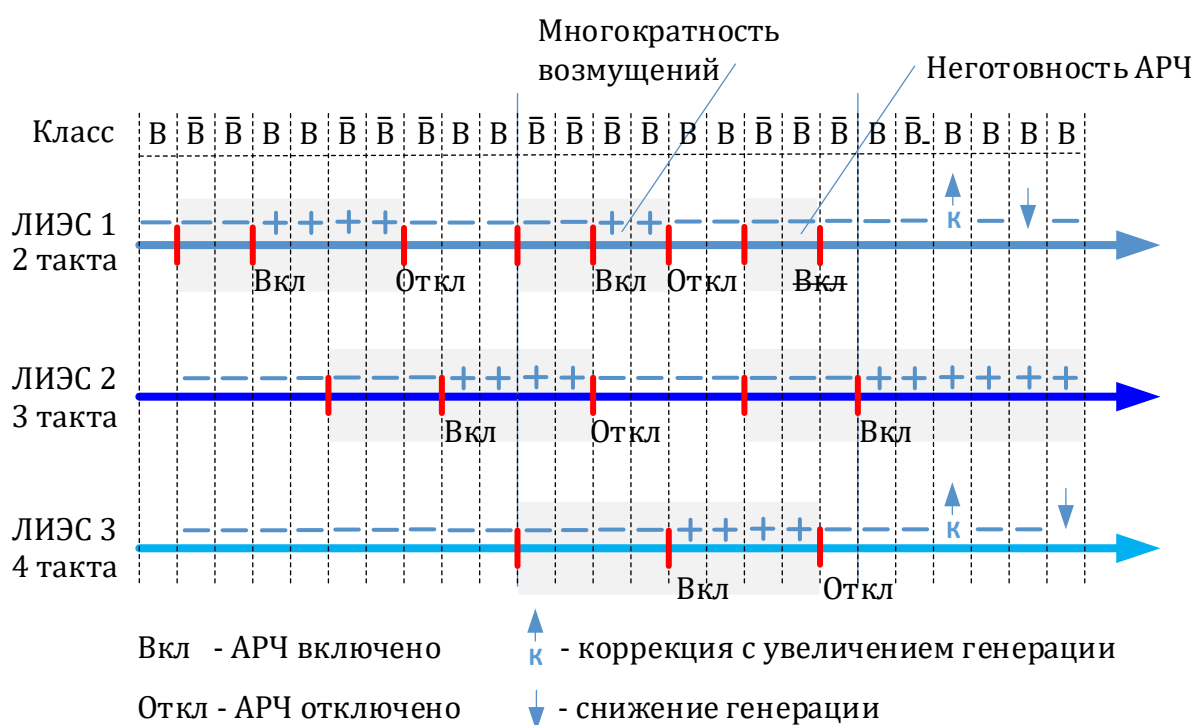


Рисунок 2.4 – тактовая диаграмма процесса регулирования частоты в ЭС электростанциями ЛИЭС с децентрализованным переназначением ведущей по частоте электростанции по заданной приоритетности

Для вышеуказанной тактовой диаграммы (рис. 2.4) алгоритм работы ВАРЧ представляется следующим образом.

1. Условия ввода ВАРЧ на электростанциях ЛИЭС:

- для электростанции (1) – 2 такта подряд неэффективности ВАРЧ и готовность к астатическому регулированию частота (АРЧ);

- для электростанции (2) – 3 такта подряд неэффективности ВАРЧ и готовность к АРЧ;

- для электростанции (3) – 4 такта подряд неэффективности ВАРЧ и готовность к АРЧ.

2. *Условие вывода ВАРЧ на электростанциях ЛИЭС:*

- 2 такта подряд неэффективности работающего ВАРЧ.

3. *Условия коррекции мощности электростанций при возникновении такта с дефицитом или избытком генерации:*

- коррекция осуществляется в начале следующего такта;
- ввод резервной мощности (на увеличение или снижение) с заданной скоростью до достижения номинальной частоты и последующим вводом половины от введенной мощности.

4. *Параметры процесса:*

- длительность такта составляет от 2 до 3 интервалов времени первичного регулирования $((2 - 3) \cdot 15 = 30 - 45 \text{ с})$;

- условиями готовности к астатическому регулированию частоты в ВАРЧ являются техническая исправность, наличие резерва мощности на увеличение и снижение генерации.

Выше предложено осуществлять децентрализованное переназначение ведущей по частоте электростанции по заданной приоритетности – путем задания для каждой станции различного разрешающего количества тактов неэффективного вторичного регулирования. Такой подход позволяет исключить ввод ВАРЧ на нескольких станциях одновременно. Однако имеется и недостаток данного решения – при исчерпании резервов мощности на электрических станциях с большим приоритетом на станциях с меньшим приоритетом резервы либо не будут задействованы, либо их ввод будет осуществляться со значительными временными задержками. И если при наличии в АРЭС станций с существенно большим вращающимся резервом такое решение оправдано, то для станций с соизмеримым резервом по мощности оно не рационально.

Далее предлагается альтернативный вариант самоназначения станции, осуществляющей вторичное регулирование, исключая дискриминацию участников (агентов) с бóльшим приоритетом. Общие правила их функционирования и требования к распознаванию системных событий выглядят следующим образом:

- при выделении ЛИЭС на изолированный 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. 2.5), т.к. нерегулярные колебания, определяемые по эмпирической формуле $\Delta P_{\text{НК}} = k\sqrt{P_{\text{Н}}}$, в сетях с централизованным энергоснабжением существенно меньше, чем в отдельно работающих ЛИЭС, т.е. в них регулирование частоты осуществляется более эффективно;

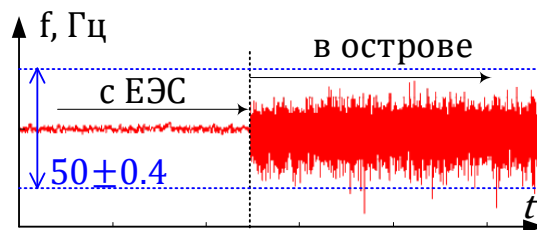


Рисунок 2.5 – Колебания частоты в ЛИЭС параллельно с ЕЭС
и в островном режиме

- каждому такту времени присваивается свой порядковый номер $1, 2, 3, \dots, n, 1, 2, 3, \dots$, где n – общее количество электростанций, способных и согласных осуществлять вторичное (астатическое) регулирование частоты;
- каждой электростанции присваивается свой уникальный идентификатор ID , начиная с 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.

Достижение предела по статической устойчивости генератора проявляется значительным снижением частоты свободных колебаний активной мощности нагружаемых генераторов (в 1.5 ... 2.0 раза по сравнению с частотой колебаний при нулевой выдаче мощности во внешнюю сеть). Для пояснения проведём анализ устойчивости методом малых колебаний. Для этого, во-первых, запишем уравнение движения ротора (без учета демпфирования):

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

где T_j – постоянная инерции синхронного генератора; $P_{\text{турб}}$ – механическая мощность; P_{11} – мощность, потребляемая в ЛИЭС; P_{12} – амплитуда характеристики обменной мощности с внешней сетью;

Выполним линеаризацию уравнения. Для этого разложим в ряд Тейлора по приращению угла $\Delta\delta$ в окрестности δ_0 обменную мощность:

$$P_{12} \sin \delta = (P_{12} \sin \delta)_{\delta=\delta_0} + \left(\frac{1}{1!} \frac{dP_{12}}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta + \left(\frac{1}{2!} \frac{d^2 P_{12}}{d\delta^2} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta^2 + \dots,$$

где $(P_{12} \sin \delta)_{\delta=\delta_0}$ – электромагнитная обменная мощность, определённая при угле δ_0 , в сумме с мощностью, потребляемой в ЛИЭС, совпадает с мощностью турбины $P_{\text{турб}}$;

$\left(\frac{1}{1!} \frac{dP_{12}}{d\delta}\right)_{\delta=\delta_0}$ – производная от электромагнитной обменной мощности, вычисленная при угле δ_0 . Данная производная характеризует собой тангенс угла наклона касательной к характеристике обменной мощности, представляет собой постоянный коэффициент. Обозначим ее, как b .

Составляющими второго и более высокого порядка можно пренебречь, поскольку линейризуется функция электромагнитной мощности, тогда правая часть уравнения движения ротора примет вид:

$$P_{\text{турб}} - P_{11} - (P_{12} \sin \delta)_{\delta=\delta_0} - b\Delta\delta.$$

Первые три составляющих этого выражения в сумме равны нулю. Введем оператор дифференцирования $p = d\delta/dt$ и получим линейризованное по первому приближению уравнение движения ротора:

$$T_j p^2 \Delta\delta + b\Delta\delta = 0.$$

Полученное уравнение имеет два корня:

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{\frac{b}{T_j}}.$$

Система устойчива, если корни не имеют положительных вещественных частей [111]. Для рассматриваемого случая устойчивость сохраняется при

$$p = -\sqrt{b/T_j}.$$

Полученный корень уравнения, исходя из принятых допущений, является собственной частотой колебаний ротора синхронной машины.

На рисунке 2.6, а представлена зависимость частоты затухающих колебаний в относительных единицах от угла δ при $T_j = 1$ с и $P_{12} = 1$ о. е. Испытания на физической модели (рис. 2.6, б) подтвердили теоретические обоснования.

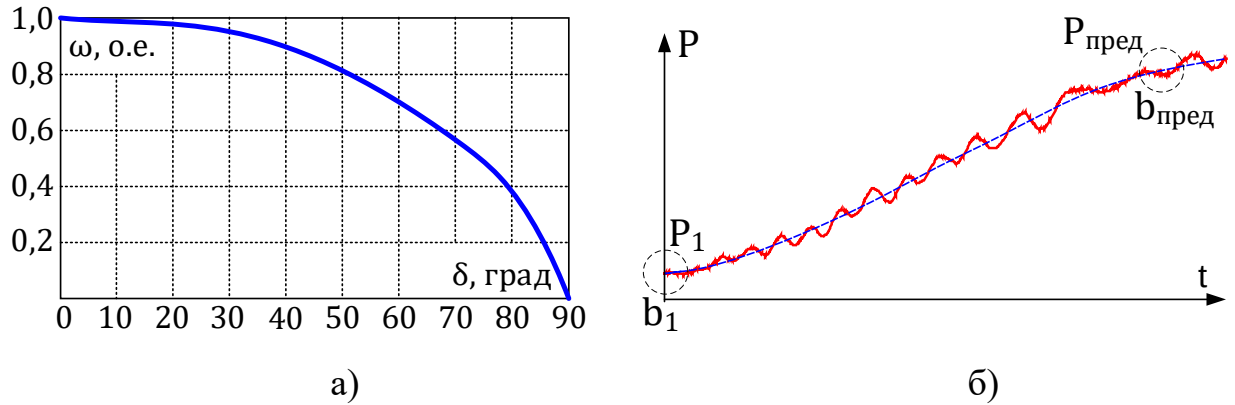


Рисунок 2.6 – Пояснения к фиксации предела по статической устойчивости
 а) зависимость частоты затухающих колебаний от угла между ЭДС,
 б) осциллограмма генерируемой активной мощности, полученная на физической модели
 АРЭС при достижении предела по статической устойчивости

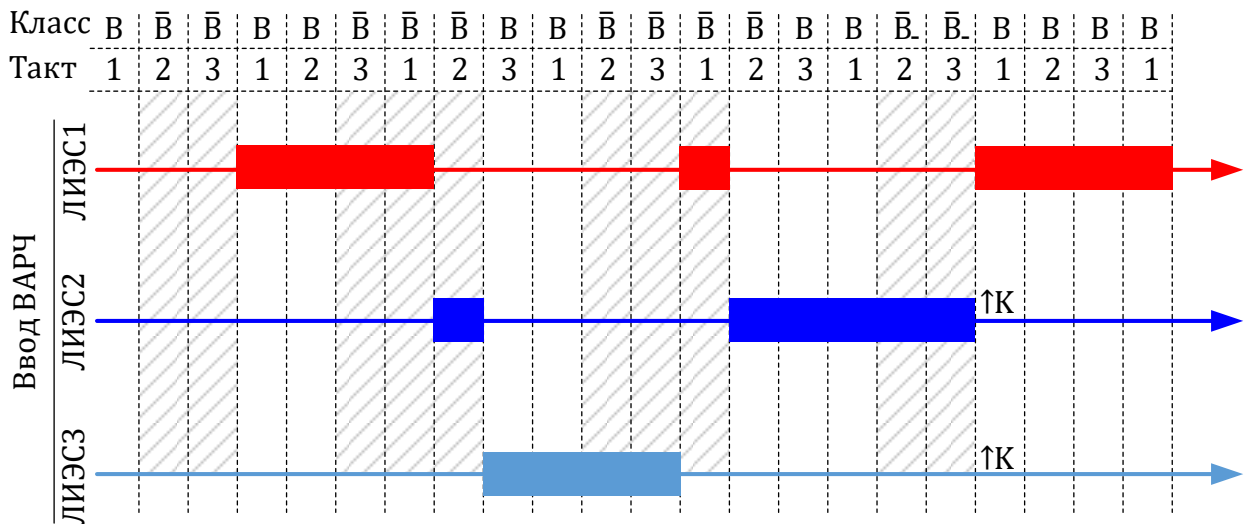


Рисунок 2.7 – тактовая диаграмма процесса регулирования частоты в ЭС
 электростанциями ЛИЭС с децентрализованным переназначением
 ведущей по частоте электростанции

↑К – коррекция уставки по мощности с увеличением генерации

Таким образом, в децентрализованном мультиагентном способе регулирования частоты назначение и изменение ведущей по частоте электростанции (вне зависимости от варианта назначения), поддержание ее резервов мощности вторичного регулирования, разрешение и осуществление изменения плановой мощности на электростанциях энергосистемы может осуществляться без централизованного управления и использования технологических каналов передачи данных, что упрощает систему регулирования частоты и повышает ее надежность.

На рисунке 2.8 представлена структурная схема ВАРЧ на электростанции ЛИЭС с интеллектуальными логическими блоками реконфигурации системы управления в зависимости от характера процесса регулирования частоты множеством участников.

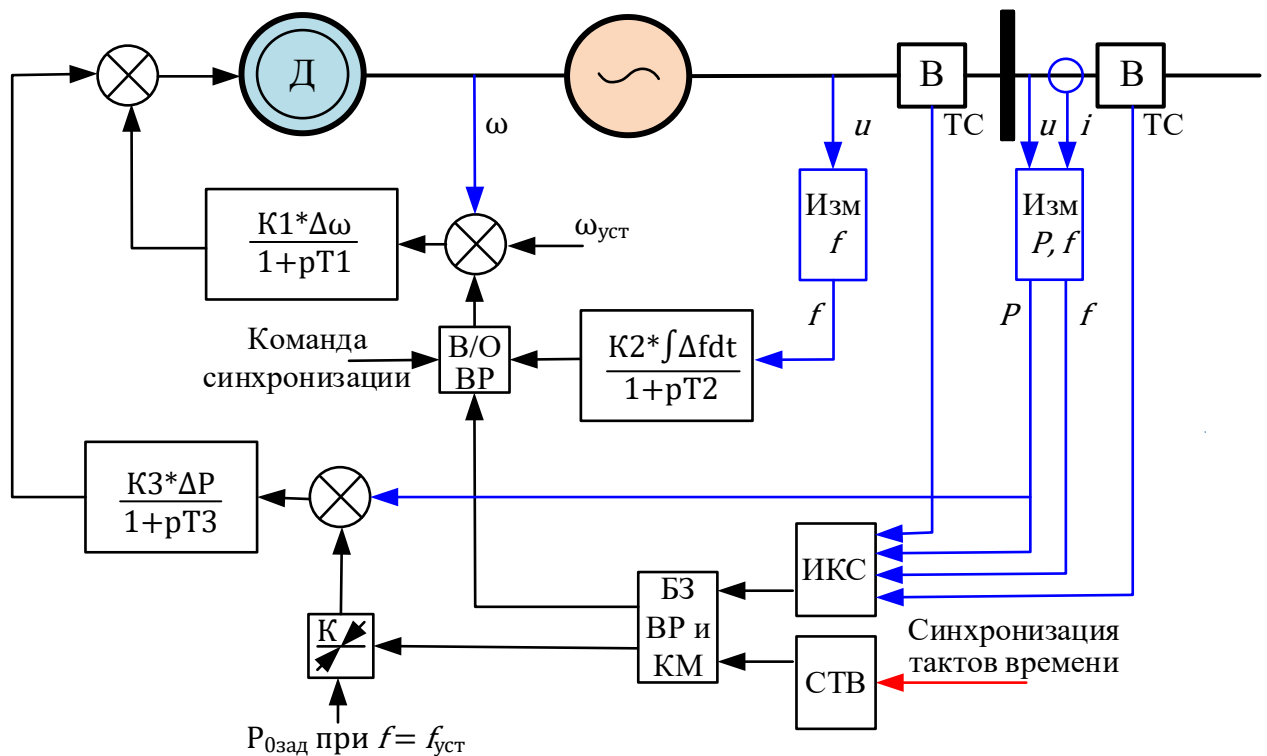


Рисунок 2.8 – Структурная схема ВАРЧ в сети с распределенной генерацией

Д – двигатель, Г – генератор, В – выключатель, К – корректор мощности,

В/О ВР – включение/отключение вторичного регулирования,

БЗ ВР и КМ – блок запуска вторичного регулирования и коррекции мощности,

ИКС – идентификатор класса состояния, СТВ – синхронизатор тактов времени

2.2 Автоматическая самонастройка регуляторов частоты и обменной мощности на электростанциях

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.

Эффективность синхронизации, её быстродействие не в меньшей степени зависит от качества настройки автоматических регуляторов частоты и напряжения на объектах генерации разделившихся активных частей энергосистемы. Такую настройку предлагается делать автоматической. Базовые алгоритмы автоматической самонастройки регуляторов рассмотрим на примере регулятора частоты и обменной мощности.

Необходимость автоматической самонастройки регуляторов частоты и обменного перетока активной мощности для малых электростанций определяется следующими операционно-технологическими особенностями:

- проектирование и определение настроек автоматики, в т.ч. регуляторов, осуществляются в условиях большей неопределенности по отношению к обычным электростанциям;
- в процессе эксплуатации оперативно могут меняться точки присоединения к внешней сети для режима параллельной работы;
- собственные нагрузки Минигрид изменяются по составу и в широком диапазоне мощности;
- состав и структура включенных генерирующих мощностей также меняются в широком диапазоне;
- квалификация персонала электростанций не позволяет самостоятельно выбирать и изменять настройки регуляторов.

В [112] авторы предлагают решения по модернизации одной из первых работ по автоматической настройке регуляторов, где Дж. Г. Циглером и Н. Б. Никольсом в 1942 г. была предложена простая методика расчета параметров пропорционально-интегрально-дифференцирующих (ПИД) регуляторов, которая, безусловно, дает не самые лучшие результаты. Несмотря на это, она до сих пор часто используется на практике, хотя в последующем появилось множество более эффективных методов. Дж. Г. Циглер и Н. Б. Никольс предложили два метода настройки ПИД-регуляторов. Один из них основан на параметрах отклика объекта на единичный скачок, второй – на частотных характеристиках объекта управления.

Существующие аналитические методы настройки регуляторов обычно используют аппроксимацию динамики объекта моделями первого или второго порядка с элементом запаздыванием. Это обусловлено невозможностью получения аналитического решения систем уравнений для моделей более высокого порядка. Прогресс в области вычислительной техники, выраженный в появлении высокопроизводительных контроллеров и персональных компьютеров, инициировал смену парадигмы в методах настройки систем управления. На смену аналитическим подходам пришли численные методы оптимизации, которые снимают ограничения по сложности модели, позволяют учитывать нелинейности объекта управления и требования к робастности [113–128].

В отличие от классических систем регулирования, ориентированных на высокую статическую и динамическую точность, управление балансом активной мощности в сетях с распределенной генерацией реализуется по двум сценариям: в автономном режиме – через регулирование частоты; при параллельной работе с сетью – через управление обменным перетоком мощности. При этом возникает конфликт между требованиями к качеству регулирования и экономической эффективностью, что обуславливает необходимость применения «мягкого» регулирования с введением зон нечувствительности по частоте и мощности, увеличением времени

регулирования до десятков секунд, допуском динамических отклонений частоты до нескольких герц.

Примером системы регулирования мощности электростанции ЛИЭС может служить ее реализация в пилотном проекте [16], где:

1. В автономном режиме частота контролируется регуляторами скорости по пропорционально-интегральному (ПИ) закону, обеспечивающему полное восстановление номинальной частоты после восстановления баланса мощности регулятором.

2. В режиме параллельной работы вторичное регулирование частоты не используется, т.к. обеспечить стабилизацию частоты в Единой энергетической системе России энергоблоками малой мощности не получится, а работа ПИ-регулятора частоты за счет интегрального канала будет приводить к полной загрузке или разгрузке энергоблока при отклонениях частоты.

3. Регулирование обменного перетока по ПИ-закону, как уже отмечалось, нецелесообразно, однако такой режим может использоваться в некоторых специальных случаях, и автоматическая настройка регуляторов для этого режима вполне возможна. Более целесообразна коррекция загрузки энергоблоков при выходе обменной мощности из диапазона заданного коридора («мертвой полосы»), представляющая собой ступенчатую загрузку или разгрузку энергоблоков, причем регулированием в полном понимании этого слова она не является, а также не несет угрозы возникновения самораскачивания режима из-за неудачных коэффициентов регулирования обменной мощности.

4. При нескольких включенных на параллельную работу генераторах осуществляется групповое регулирование мощности с назначением ведущего и прочих ведомых генераторов.

5. При аварийном отключении или отказе регуляторов ведущего генератора осуществляется автоматическое его переназначение.

6. При автоматической настройке регуляторов мощности контролируется возникновение самораскачивания с его прерыванием путем снижения коэффициентов усиления регуляторов.

Обоснование закона регулирования и общая идея метода для самонастраивающихся регуляторов частоты и перетока мощности

Рассмотрим требования к регулированию частоты в автономном режиме ЛИЭС и при ее параллельной работе с внешней энергосистемой.

Для автономного режима ЛИЭС установлены следующие требования к регуляторам скорости:

- астатический характер регулировочной характеристики;
- быстродействие, согласованное с динамикой двигателей и ресурсными ограничениями.

Соответственно, регуляторы должны:

- игнорировать малые колебания частоты;
- ограничивать скорость изменения частоты при скачках нагрузки;
- восстанавливать номинальную частоту после возмущений;
- предотвращать превышение скорости вращения при отключении нагруженных агрегатов.

В режиме параллельной работы система регулирования частоты и мощности ЛИЭС должна обеспечивать выполнение требований по участию энергоблоков в общем первичном регулировании [16]. Соответственно этим требованиям первичное регулирование частоты должно обеспечиваться при выходе частоты из мертвой полосы регулирования частоты (50 ± 0.075 Гц) с требуемыми статизмом и динамическими характеристиками во всем диапазоне располагаемой мощности энергоблоков.

Рассмотрим два основных способа использования обменного перетока мощности с внешней ЭЭС по связям в режиме параллельной работы:

- 1) регулирование перетока для поддержания заданного значения;

2) работа без регулирования с удержанием перетока внутри допустимого коридора его значений (использование корректировок мощности генерирующего оборудования только при выходе обменного перетока за разрешенные границы).

Сразу следует отметить, что работа ЛИЭС в режиме регулирования перетока обменной мощности с поддержанием заданного значения практически нивелирует основные положительные эффекты от параллельной работы, т.к. поддержание динамического баланса генерации и потребления требует интенсивной работы регуляторов мощности. Интенсивность этого регулирования, в отличие от работы регуляторов частоты в автономном режиме, значительно выше, т.к. в последнем случае небалансы мощности, имеющиеся при колебаниях частоты, в некоторой мере демпфируются вращающимися массами генерирующего оборудования. В результате генераторы работают в режимах переменной нагрузки, что снижает их экономические и ресурсные показатели.

Работа в коридоре при его достаточной ширине позволяет реализовать основные преимущества параллельной работы.

Качество переходных процессов в системе регулирования определяется оптимальным подбором соотношения пропорциональной и интегральной составляющих, позволяющим согласовать требования к статической точности и динамическим показателям системы.

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 [129]:

$$F = C_1 \cdot \Delta X + C_2 \cdot T_{\text{пер}} \rightarrow \min, \quad (2.1)$$

где C_1, C_2 – весовые коэффициенты, задаваемые технологом;

ΔX – нормализованное перерегулирование выходного параметра;

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

Ординарные нарушения баланса мощности в ЛИЭС являются частыми вследствие проводимых мероприятий по включению/отключению потребителей, отключению нагруженных генераторов. Поэтому получение актуальных переходных характеристик при эксплуатации оборудования не вызывает сложностей. Однако следует иметь в виду, что нелинейность объекта вызывает несимметрию переходных характеристик при набросах/сбросах мощности, а также их разномасштабность, зависящую от величины этих набросов/сбросов.

На рисунке 2.9 представлены переходные характеристики (переходные процессы изменения частоты в ЛИЭС с ПИ-регулированием частоты) для одномашинной ЛИЭС при ее моделировании в среде Matlab Simulink [130]. Здесь можно увидеть несимметрию процессов (отличие в характере и параметрах, в том числе, величине клевка, перерегулировании, времени его максимального возникновения) при набросе мощности (0–30 с) и ее сбросе (30–50 с). Сравнение графиков изменения частоты 1 и 2 (рис. 2.9), процессы которых отличаются величиной возмущения, позволяет увидеть и сделать вывод об их качественном подобии и количественном отличии (разномасштабности).

Разномасштабность процессов может быть учтена путем приведения характерных параметров процесса при набросе/сбросе мощности ΔP_i к принятому базовому процессу при набросе/сбросе мощности ΔP_0 :

$$\Delta X_{i \text{ прив}} = \Delta X_i \cdot \frac{\Delta P_0}{\Delta P_i}.$$

Учет разнохарактерности процессов может быть произведен дополнительным приведением характерных параметров процесса к

принятому базовому процессу при отличии типа процесса от базового, причем приведение осуществляется индивидуально к каждому из параметров (клевок, перерегулирование, длительность процесса):

$$\Delta X_{i \text{ прив}} = \Delta X_{i \text{ прив}} \cdot \frac{\Delta X_0}{\Delta X_{i \text{ прив}}},$$

где ΔX_0 – параметр базового процесса.

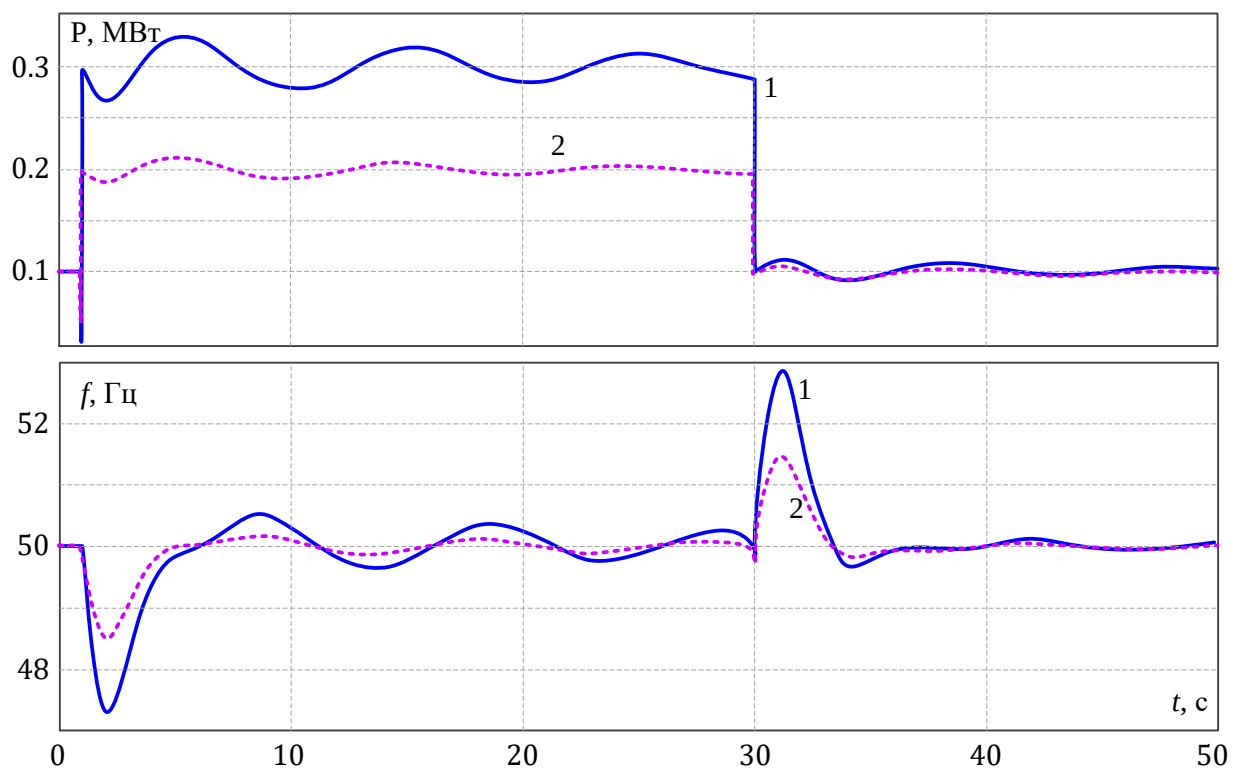


Рисунок 2.9 – Переходные процессы в генераторе, работающем в автономном режиме, при набросе/сбросе нагрузки мощностью 200 кВт (1) и 100 кВт (2)

Рассмотрим основные этапы алгоритма автонастройки ПИ-регулятора частоты в автономном режиме.

1. Инициализация (задание) начальных коэффициентов усиления по отклонению (K_1) и интегралу отклонения (K_2) частоты от уставки регулятора.

2. Определение коэффициентов приведения параметров по трем ординарным процессам для:

а) коэффициента разномасштабности d_1 процессов при вариации мощности возмущения

$$d_1 = \Delta P_0 / \Delta P_i;$$

б) коэффициентов разнохарактерности процессов d_2 при включении/отключении нагрузки

$$d_2 = \Delta X_0 / \Delta X_{i \text{ прив.}}$$

Для этого в случае (а) фиксируется процесс включения нагрузки мощностью (существенно отличной от базовой ΔP_0), определяется ΔX_i , определяется коэффициент различия масштабов процессов $d_1 = \Delta P_0 / \Delta P_i$.

Для (б) фиксируется процесс включения и отключения нагрузки одинаковой мощности, определяются $\Delta X_1, \Delta X_2, T_{\text{пер}1}, T_{\text{пер}2}$, определяется коэффициент различия параметров включения/отключения $d_2 = \Delta X_0 / \Delta X_{i \text{ прив.}}$.

В последующих циклических процессах все ΔX_i по мере получения масштабируются с учетом показателей характерности и масштабности процессов:

$$\Delta X_{i \text{ прив}} = \Delta X_i \cdot d_1 \cdot d_2. \quad (2.2)$$

3. 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 незатухающих колебаниях K_1 восстанавливается, K_1 принимается равным $K_1/4$, осуществляется приведение параметров, фиксируется

ординарный процесс. По результатам расчета целевой функции F при различных коэффициентах K_1 ($F(K_1/2), F(K_1), F(K_1/4)$) производится расчет оптимального K_1 с учетом приведения к базовому процессу и ограничений на зону поиска;

– при затухающих колебаниях по $F(K_1/2), F(K_1), F(1.5K_1)$ производится расчет оптимального K_1 с учетом приведений к базовому процессу и ограничений на зону поиска;

– фиксируется ординарный процесс и проверяется условие повышения качества регулирования:

$$F(K_{\text{опт}}) \leq F_i. \quad (2.3)$$

– при выполнении условия (2.3) значение коэффициента K_1 принимается равным $K_{\text{опт}}$.

Далее циклическая часть алгоритма автонастройки ПИ-регулятора частоты, используемая для расчета K_1 (п.3), аналогичным образом запускается при определении оптимального значения K_2 .

Рассмотрим основные этапы *алгоритма автонастройки ПИ-регулятора перетока мощности в режиме параллельной работы*. Переходный процесс изменений перетока мощности имеет две составляющие (рис. 2.10):

1) достаточно высокочастотных изменений, связанных с возникновением электромеханических колебаний роторов генераторов при набросах/сбросах (для малой генерации ввиду малой электромеханической инерционности энергоблоков частота таких колебаний составляет 0.5 – 1 Гц);

2) довольно медленных изменений под действием регуляторов мощности (время регулирования составляет десятки секунд).

При использовании переходной функции для самонастройки регуляторов необходимо отстроиться от изменений мощности в результате электромеханических колебаний, т.е. осуществлять регулирование по

средней мощности при наличии высокочастотного электромеханического колебательного процесса.

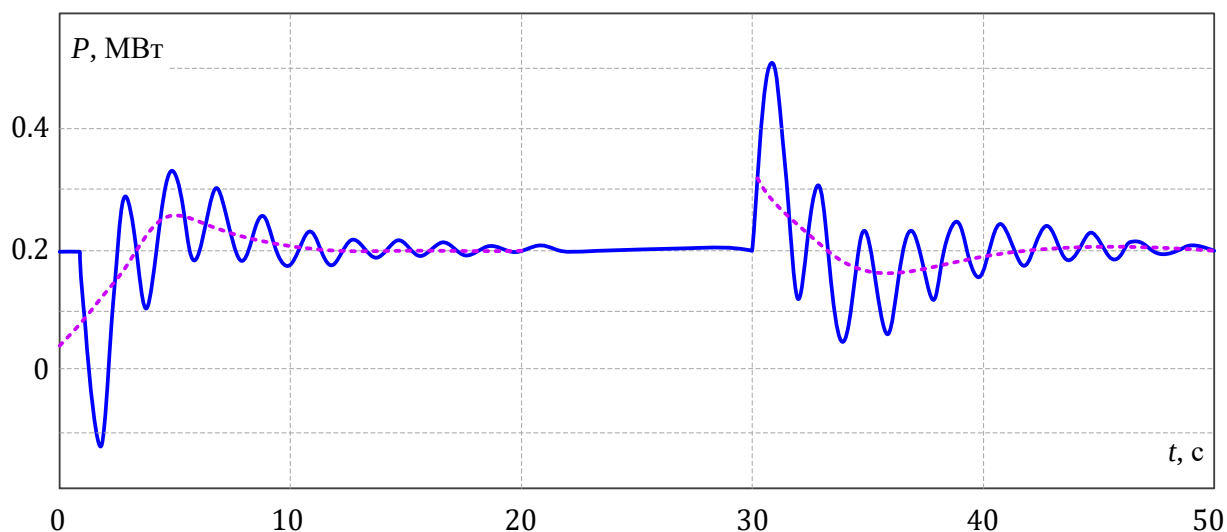


Рисунок 2.10 – Переходный процесс для перетока мощности при включении и отключении части нагрузки в ЛИЭС и работе ПИ-регулятора мощности

Основные этапы алгоритма автонастройки:

1. Инициализация (задание) начальных коэффициентов усиления K_1 , K_2 регулятора перетока.

2. Определение коэффициентов приведения параметров по трем ординарным процессам для:

а) коэффициента разномасштабности процессов при вариации мощности возмущения ($d_1 = \Delta P_0 / \Delta P_i$);

б) коэффициентов разнохарактерности процессов при включении/отключении нагрузки ($d_2 = \Delta X_0 / \Delta X_{i \text{ прив}}$).

Для этого в случае а):

– фиксируется процесс включения нагрузки мощностью, существенно отличной от базовой ΔP_0 ;

– определяется ΔX_i ;

– определяется коэффициент различия масштабов процессов:

$$d_1 = \Delta P_0 / \Delta P_i.$$

Для b):

- фиксируется процесс включения и отключения нагрузки одинаковой мощности;
- определяется $\Delta X_1, \Delta X_2, T_{\text{рег1}}, T_{\text{рег2}}$;
- определяется коэффициент различия параметров включения/отключения $d_2 = \Delta X_0 / \Delta X_{i \text{ прив.}}$.

В последующих циклических процессах все ΔX_i по мере получения масштабируются с учетом показателей характерности и масштабности процессов согласно выражению (2.2).

Циклическая часть автонастройки коэффициентов K_1 и K_2 регулятора перетока активной мощности в режиме параллельной работы идентична циклической части (п.3) алгоритма автонастройки ПИ-регулятора частоты в автономном режиме.

Рассмотрим основные особенности алгоритмов ПИ-регуляторов частоты и обменной мощности электростанции на примере активного энергетического комплекса (АЭК). Алгоритмы реализованы в программно-аппаратном комплексе управляемого интеллектуального присоединения (ПАК УИС) в рамках пилотного проекта в инструментальной графической среде разработки прикладных программ для программируемых логических контроллеров IsaGRAF [131, 132].

На рисунке 2.11 представлен алгоритм автоматического астатического регулирования частоты (ААРЧ) на станции при автономном режиме АЭК (сигнал «Индикатор состояния станции», получаемый из другого алгоритма и зависящий от коммутационного состояния выключателя линии связи с внешней ЭЭС, либо при его неисправности от наличия перетока мощности по линии связи, должен быть равен 2). При любых других режимах работы АЭК, а также в режиме синхронизации с внешней ЭЭС (входной сигнал «Синхронизировать АЭК по ЛС₁»), либо при выводе данного алгоритма из работы (программный ключ XB_FReg) на его выходах должны быть нулевые значения. При работе станции в режиме «ведомый-ведущий» автоматика

назначает ведущую ГУ (как правило, это наиболее мощный из работающих в данный момент генераторов). Именно частота генератора, выбранного ведущим, поступает на вход «ВедГУ. Частота». Разница между уставкой по частоте Lim_F_AR4 (принимается равной 50 Гц) и этим входом – пропорциональная составляющая отклонения по частоте ПИ-регулятора (выходной сигнал «ВедГУ: П-вход на рег. по f (ААРЧ)»). Для расчета интегральной составляющей отклонения по частоте «ВедГУ: И-вход на рег. по f (ААРЧ)» необходимо знать частоту опроса датчиков аналогового сигнала и учесть это в виде уставки Lim_Kt_dPar (принята для ПАК УИС равной 0.1 с). Интегральная составляющая сбрасывается при загрузке ПАК УИС (сигнал «Начало работы ПТК») и при попадании текущего значения частоты ведущего генератора в зону, близкую к уставке Lim_F_AR4 , ширина которой задается параметром Lim_MindF_FReg .

На рисунке 2.12 представлен алгоритм автоматического группового регулирования перетока активной мощности по сечению на станции (АРПпС) при параллельном режиме АЭК (сигнал «Индикатор состояния станции» должен быть равен 1). При выводе данного алгоритма из работы (программный ключ $XB\_RegCutP$) на его выходах должны быть нулевые значения. Разница между уставкой по перетоку мощности Lim_P и суммарной потребляемой мощностью АЭК с учетом потерь (сигнал «Потребление P АЭК») формирует пропорциональную составляющую отклонения по мощности ПИ-регулятора (выходной сигнал «ВедГУ: П-вход на рег. по P (сеч.)»). Для расчета интегральной составляющей отклонения по мощности перетока «ВедГУ: И-вход на рег. по P (сеч.)» уставка Lim_Kt_dPar принимается равной 0.1 с, что соответствует времени между каждым последующим циклом выполнения алгоритмов в ПАК УИС. Интегральная составляющая сбрасывается при загрузке ПАК УИС (сигнал «Начало работы ПТК») и при выделении АЭК на изолированный режим работы (входной сигнал «АЭК подключен к сети»).

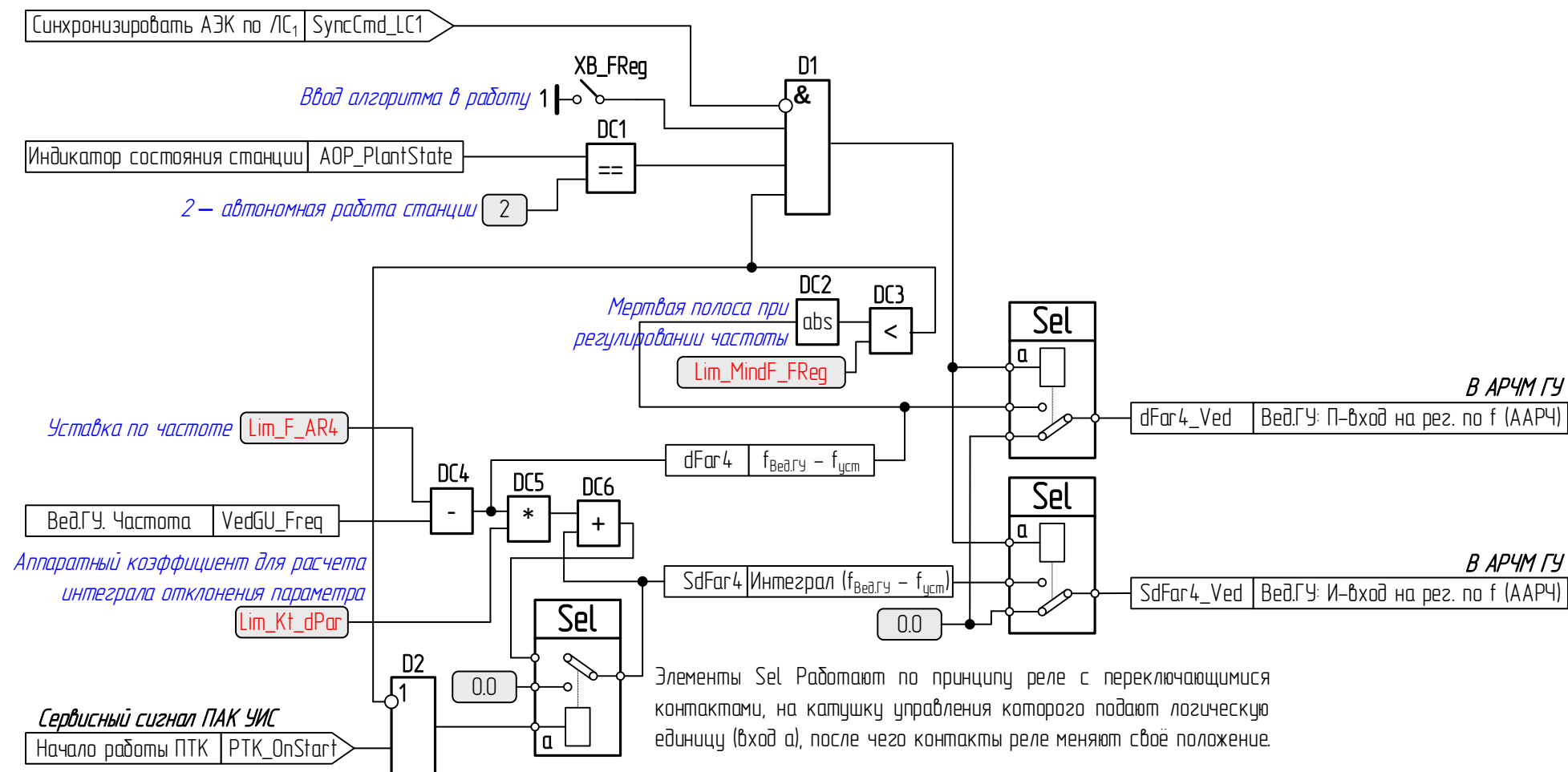


Рисунок 2.11 – Алгоритм автоматического астатического регулирования частоты

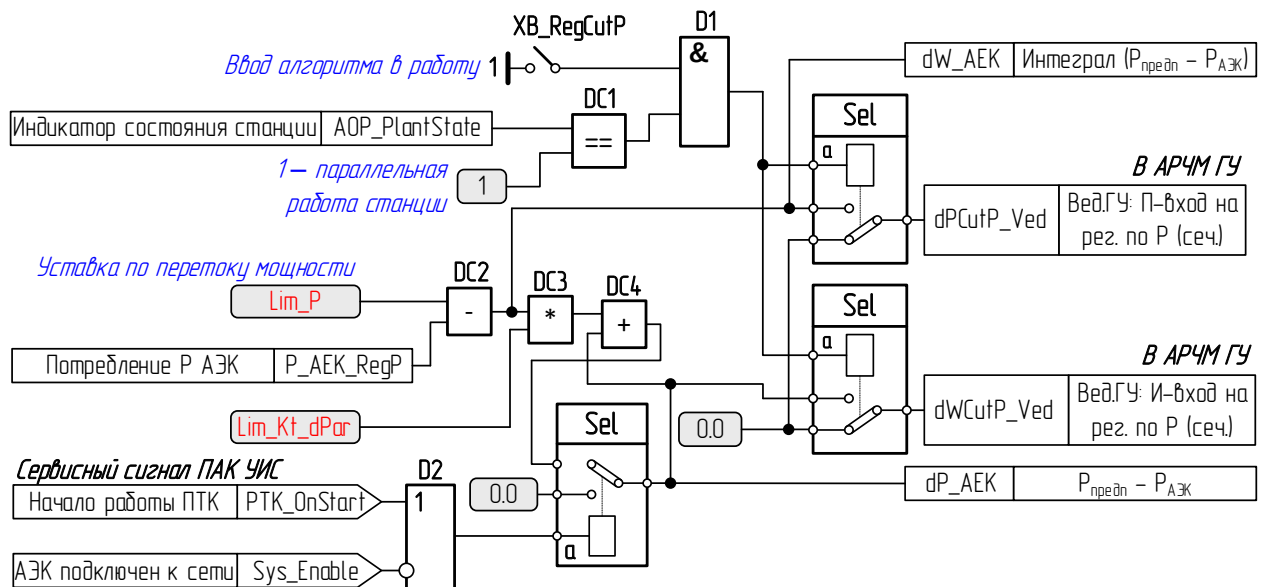


Рисунок 2.12 – Алгоритм группового регулирования перетока активной мощности по сечению

На рисунке 2.13 представлен алгоритм регулирования частоты и мощности для каждой ГУ станции вне зависимости от её режима. Именно в этот алгоритм интегрированы блоки автоматической самонастройки коэффициентов ПИ-регуляторов частоты и обменной мощности (*OptK1K2*).

На момент проведения испытаний принято, что автоматическая настройка коэффициентов ПИ-регуляторов вводится в работу только при работе ГУ в статусе «ведущая» (входной сигнал «ГУi ведущая»). При активном этом сигнале составляющие части приращения сигнала управления (выход D9), а именно выходы элементов Sel4 и Sel6, характеризующий «ведомый режим работы» будут равны 0. В автономном режиме для ведущей ГУ нулю будут равны выходы элементов Sel3 и Sel5, так как нулевыми будут выходные сигналы алгоритма группового регулирования перетока активной мощности по сечению (рис. 2.12), таким образом приращение сигнала управления осуществляется только по контролю частоты. Для других режимов работы станции принцип формирования приращения сигнала управления мощностью конкретной ГУ аналогичен. При выводе ГУ из работы на выходе D9 формируется 0. Следовательно, рассматриваемый алгоритм (рис. 2.13) применим для любого режима работы ГУ и АЭК.

В алгоритме (рис. 2.13) дополнительно реализован контроль значения приращения сигнала управления с ограничением до допустимого уровня (уставка $Lim\_dUmax\_P\_GUI$) на блоках $Sel7$ и $Sel8$. При достижении мощности ГУ верхней границы регулировочного диапазона (уставка Lim_Pmax_GUI) и положительном значении сигнала на выходе $Sel8$, сигнал управления уменьшается, а при достижении активной мощности нижней границы регулировочного диапазона и отрицательном значении сигнала на выходе $Sel8$ – увеличивается. Шаг изменения сигнала управления для возвращения выдаваемой активной мощности ГУ в регулировочный диапазон определяется уставками по допустимому уровню корректировки $Lim\_dUkorr\_P\_GUI$ и его кратности Lim_Kk_GUI . На выходе алгоритма формируется итоговый, обработанный сигнал управления «ГUi. Задание по P/f », который по цифровым каналам связи передается в ПАК РВ RTDS.

На рисунке 2.14 отображен блок автоматической самонастройки и адаптации коэффициентов по каналам управления регулятора активной мощности и частоты, в котором и реализована основная идея алгоритма автонастройки ПИ-регулятора.

Для корректного функционирования данного блока нужна следующая входная информация: $InK1$, $InK2$ – коэффициенты регулятора $K1$ и $K2$, используемые при начале работы ПАК УИС; dK – значение приращения коэффициентов $K1$ и $K2$ регулятора, задаваемое в относительных единицах (принято 0.5); $dPar$ – максимальное отклонение контролируемого параметра (мощность или частота, что зависит от режима работы АЭК) от значения в установившемся режиме в процессе перерегулирования; $C1$, $C2$ – коэффициенты, используемые при расчете показателя качества переходного процесса; $OffLoad$ – фиксация отключения энергопринимающей установки; $Steady$ – фиксация установившегося режима, т.е. такого режима, при котором скорость изменения контролируемого параметра ниже заданной пользователем; $Reset$ – фиксация перезагрузки устройства.

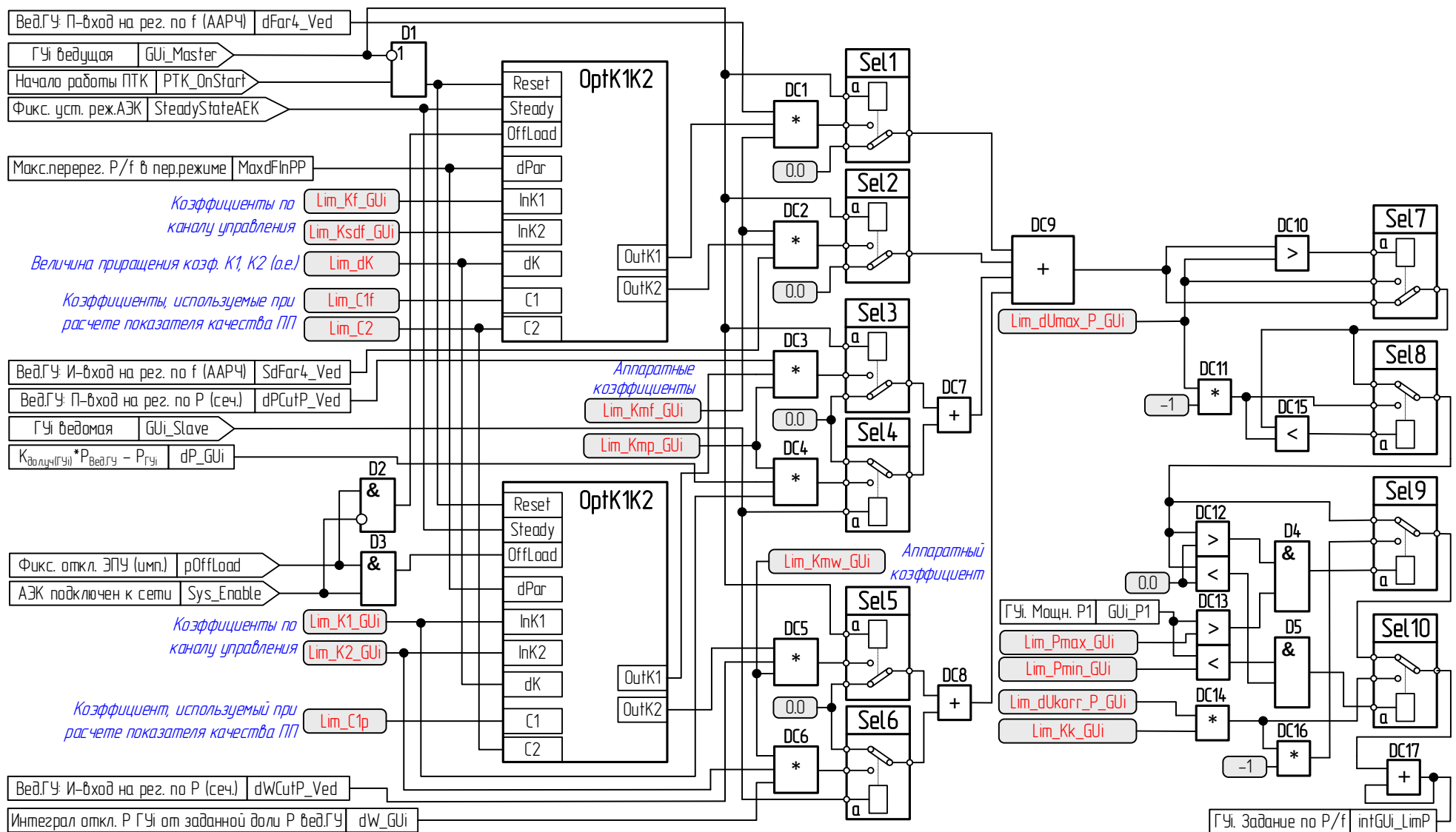


Рисунок 2.13 – Алгоритм регулирования частоты и мощности ГУ

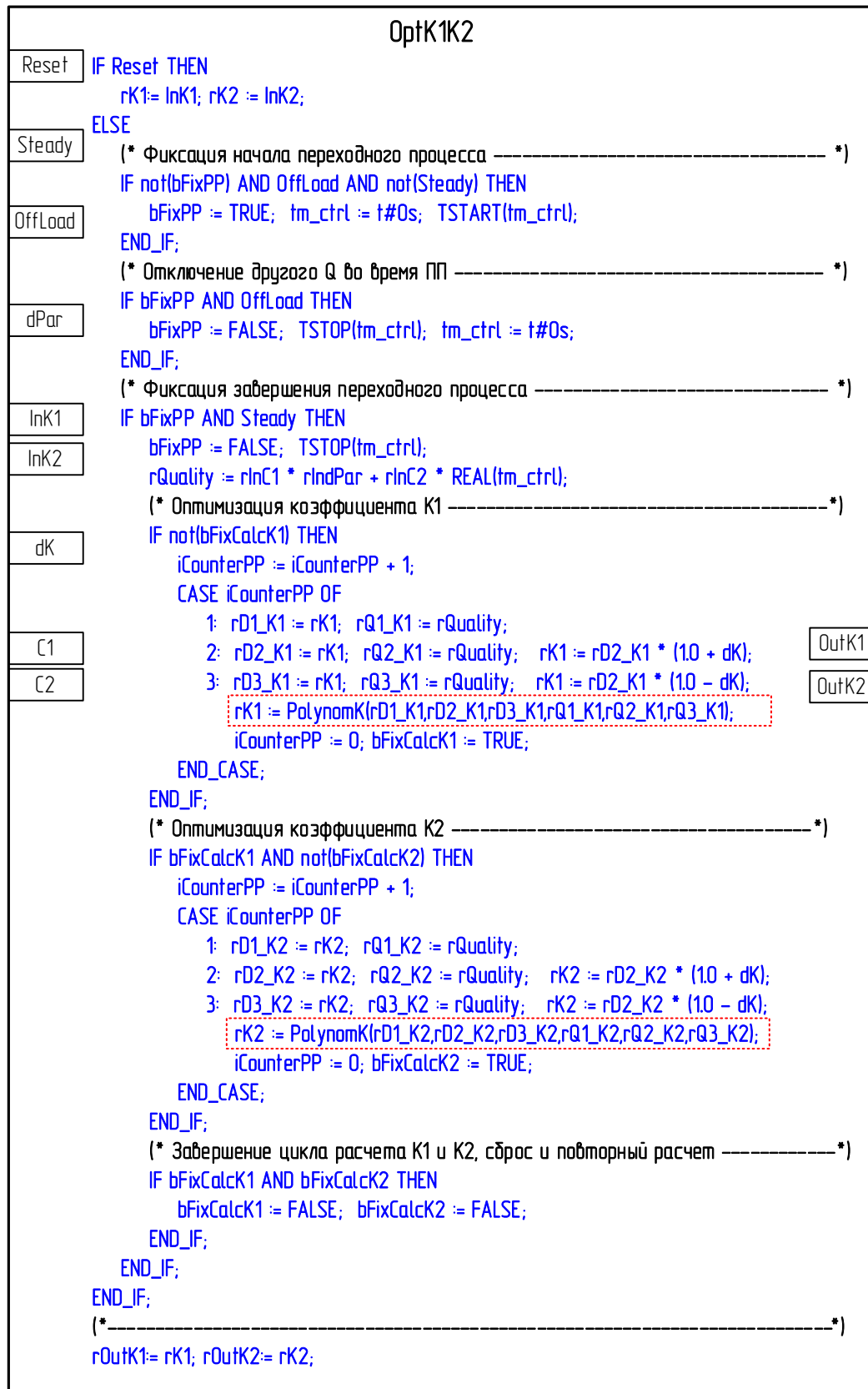


Рисунок 2.14 – Блок автоматической самонастройки и адаптации коэффициентов по каналам управления регулятора активной мощности / частоты

Реализация функции оптимизации *PolynomK*, выделенной пунктирной линией в блоке автоматической самонастройки и адаптации коэффициентов ПИ-регулятора (рис. 2.14), представлена на рисунке 2.15.

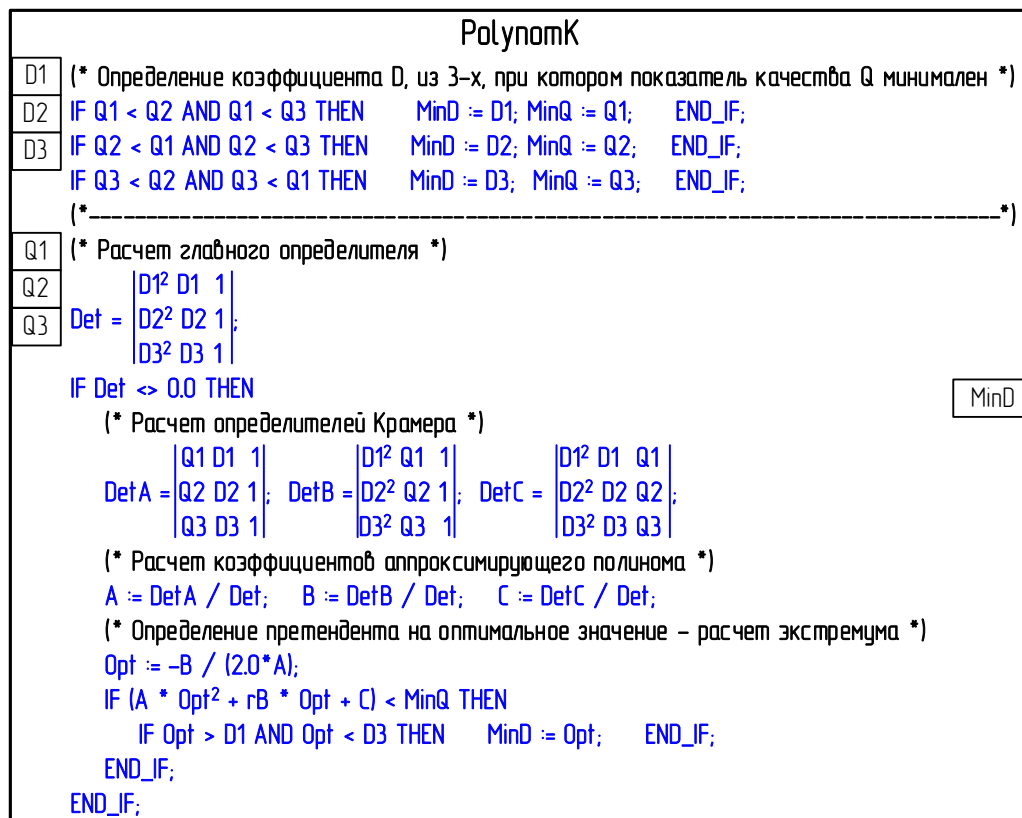


Рисунок 2.15 – Функция оптимизации блока автоматической настройки и адаптации коэффициентов ПИ-регулятора

Проведение испытаний корректности функционирования предлагаемого способа автоматической самонастройки ПИ-регулятора частоты и обменной мощности выполнялось в рамках комплексной проверки функционирования ПАК УИС производства ООО «Модульные Системы Торнадо» с использованием программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени (ПАК РВ) на базе *Real Time Digital Simulator (RTDS)* [133-135].

Тестовая модель энергосистемы для испытаний ПАК УИС включала 3 генератора, 4 ЛЭП, 3 трансформатора и 7 узлов нагрузки. Схема тестовой модели энергосистемы представлена на рисунке 2.16

Суть проводимых экспериментов заключалась в последовательном отключении и включении ЭПУ1 многократное количество раз с интервалом между коммутациями 1 мин. Эксперименты проводились отдельно для параллельного режима АЭК с внешней энергосистемой и для изолированного режима АЭК. В качестве критерия корректного функционирования ПАК УИС принято уменьшение времени и перерегулирования переходного процесса регулирования активной мощности и частоты. Для однозначности понимания критерия принято, что эксперимент будет успешным, если наблюдается снижение значения при целевой функции F (2.1) при следующих весовых коэффициентах:

$$\begin{aligned} C_1 = 3000, C_2 = 17 & - \text{для изолированного режима работы АЭК;} \\ C_1 = 400, C_2 = 17 & - \text{для параллельного режима работы.} \end{aligned} \quad (2.4)$$

Рассмотрим осциллограмму частоты ГУЗ при проверке алгоритма автонастройки регулятора частоты в изолированном режиме работы АЭК (рис. 2.17). На момент испытаний автонастройка коэффициентов регулятора запускалась только при отключении нагрузки, поэтому на осциллограмме можно выделить пять характерных участков, по которым и необходимо оценивать алгоритм: 1уч. – 5уч. (рис. 2.17).

Для каждого из этих участков отмечены глубина перерегулирования частоты и длительность самого регулирования. В ряде случаев (для 2, 3 и 5 участков), когда процесс регулирования частоты ещё не окончен, т.е. частота не достигла целевого показателя в 50 Гц, а последующая коммутация выключателя ЭПУ уже началась, принято решение экстраполировать значение частоты до 50 Гц и только в этот момент считать законченным процесс регулирования. На графике экстраполяция отмечена черными пунктирными линиями.

Результаты расчета целевой функции (2.1) при заданных весовых коэффициентах (2.4) отражены в таблице 2.2.

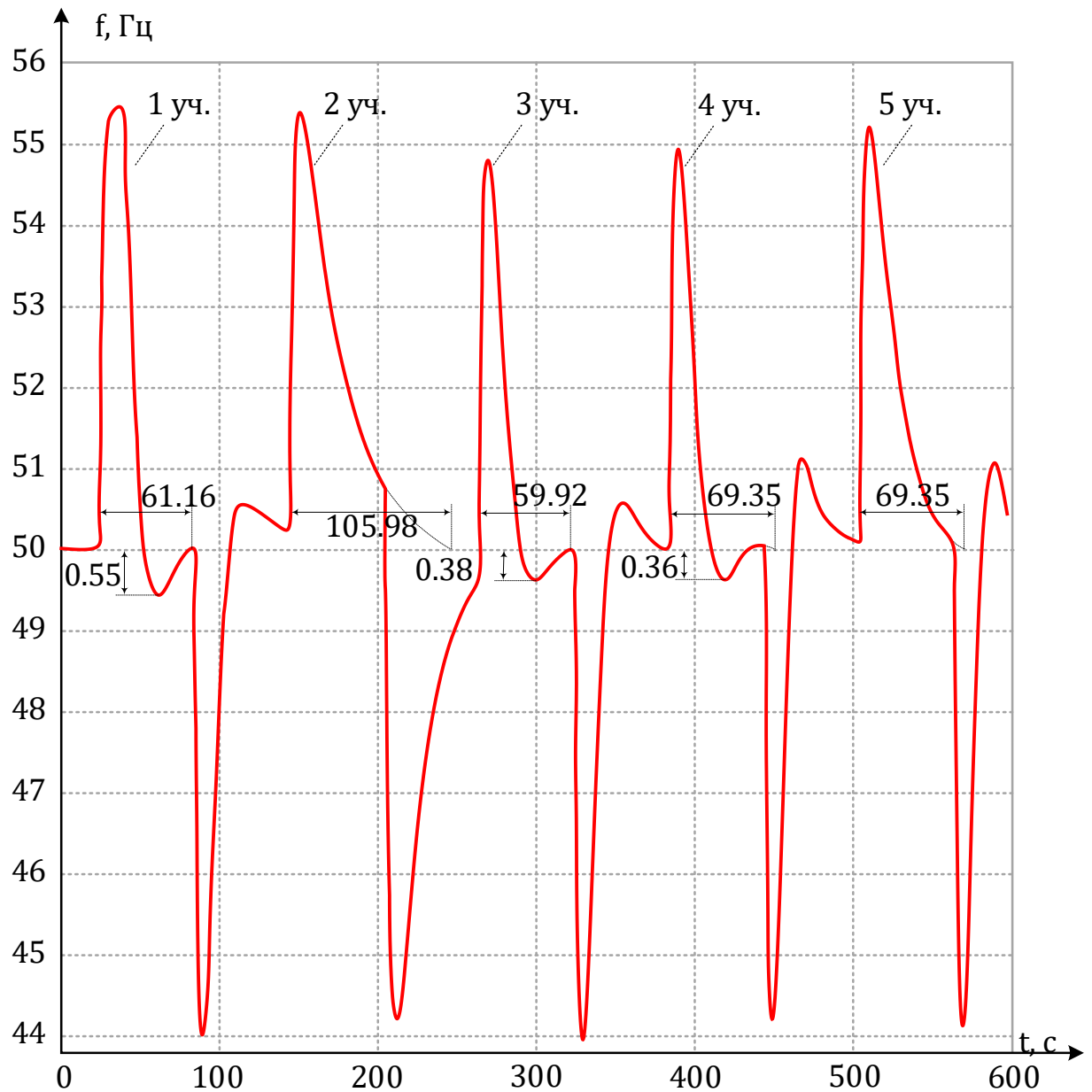


Рисунок 2.17 – Изменение частоты ГУЗ при проверке алгоритма автоматической самонастройки регулятора на ПАК РВ RTDS

Таблица 2.2 – Результаты работы алгоритма автонастройки регулятора частоты при испытаниях в составе автоматик ПАК УИС на ПАК РВ RTDS

Параметр	1 участок	2 участок	3 участок	4 участок	5 участок
ΔX , Гц	0.55	0	0.38	0.36	0
$T_{\text{пер}}$, с	61.16	105.98	59.52	69.35	69.35
$F(\Delta X, T_{\text{пер}})$	2689.72	1801.66	2158.64	2258.95	1178.95

Для оценки полученного результата необходимо принять то, что перед проводимыми испытаниями алгоритмов автонастройки регуляторов частоты осуществлялись и другие эксперименты по проверке автоматик ПАК УИС, следовательно, процесс автонастройки на приведенной осциллограмме (рис. 2.17) не начался, а продолжился на основе ранее проведенных коммутаций нагрузки. С учетом того, что для определения оптимального значения коэффициента (K_1 или K_2) ПИ-регулятора требуется три коммутации, то на интервале времени, состоящем из 6 участков, всегда найдутся таких два участка, отстоящие друг от друга на 3 коммутации, для которых наблюдается снижение значения целевого показателя F . Например, это наблюдается для участков 1 и 4, но наименьшие значения целевого показателя с последующим снижением зафиксированы для участков 2 и 5.

Рассмотрим теперь осциллограмму перетока активной мощности по линии связи АЭК с внешней энергосистемой при проверке алгоритма автонастройки регулятора обменной мощности при параллельном режиме АЭК (рис. 2.18). На осциллограмме можно выделить шесть характерных участков, по которым необходимо оценивать алгоритм, т.к. функционирование алгоритма осуществлялось только при фиксации отключения нагрузки.

Для каждого из этих участков отмечены глубина перерегулирования перетока обменной мощности относительно заданной уставки и длительность самого регулирования. Здесь, в отличие от случая работы АЭК в автономном режиме, время выхода на целевое значение при отключении или включении части нагрузки меньше, поэтому 60 с (время между коммутациями) более чем достаточно для завершения процесса регулирования.

Результаты расчета целевой функции (2.1) при заданных весовых коэффициентах (2.4) отражены в таблице 2.3.

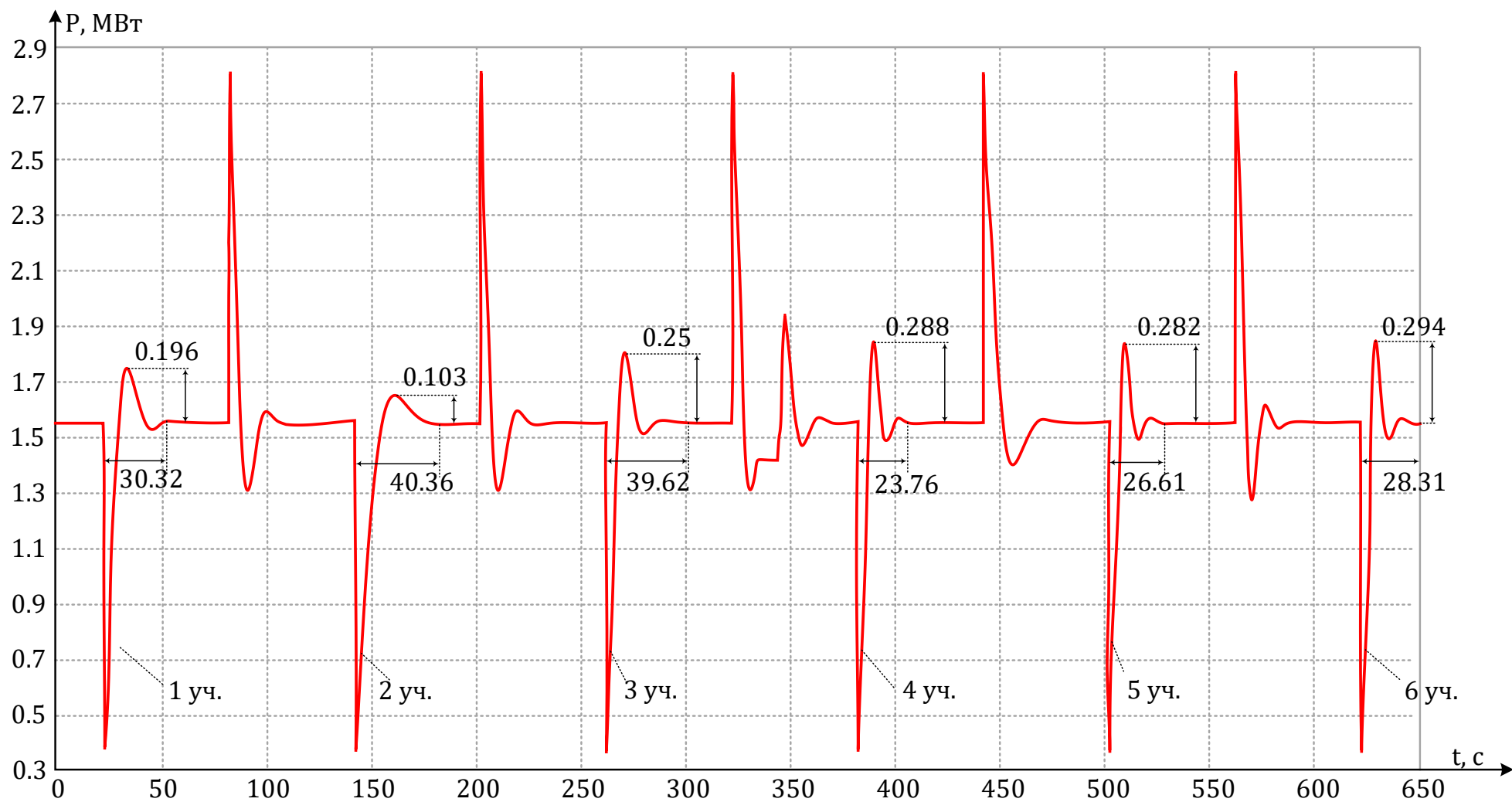


Рисунок 2.18 – Изменение обменной мощности между АЭЖ и внешней ЭЭС при проверке алгоритма автоматической самонастройки регулятора на ПАК РВ RTDS

Таблица 2.3 – Результаты работы алгоритма автонастройки регулятора активной мощности при испытаниях на ПАК РВ RTDS

Параметр	1 участок	2 участок	3 участок	4 участок	5 участок	6 участок
ΔX , МВт	0.196	0.103	0.250	0.288	0.282	0.284
$T_{\text{рег}}$, с	30.32	40.36	39.62	23.76	26.61	28.31
$F(\Delta X, T_{\text{рег}})$	593.84	727.32	773.54	519.12	565.17	594.87

Для оценки полученного результата необходимо учесть то, что перед проводимыми испытаниями алгоритмов автонастройки регуляторов обменной мощности осуществлялись и другие эксперименты по проверке автоматик ПАК УИС, следовательно процесс автонастройки на приведенной осциллограмме (рис. 2.18) не начался, а продолжился на основе ранее проведенных коммутаций нагрузки. С учетом того, что для определения оптимального значения коэффициента (K_1 или K_2) ПИ-регулятора обменной мощности требуется три коммутации, то на интервале времени, состоящем из 6 участков, всегда найдутся таких два участка, отстоящие друг от друга на 3 коммутации, для которых наблюдается снижение значения целевого показателя F . Например, это наблюдается для участков 2 и 5 или 3 и 6, но наименьшие значения целевого показателя с последующим снижением зафиксированы для участков 1 и 4. Именно на этих интервалах осциллограммы отражена работа регулятора обменной мощности с оптимальными для 3-х предыдущих коэффициентами K_1 и K_2 .

Таким образом, результаты эксперимента подтвердили не только работоспособность предлагаемого способа автоматической самонастройки регулятора частоты в автономном режиме и регулятора обменной мощности между АЭК и внешней ЭЭС, но и возможность его реализации в рамках программно-аппаратного комплекса.

2.3 Анализ применимости генетического алгоритма для поддержания резервов активной мощности в сетях с малой генерацией

Повышение надежности и эффективности управления изолированными энергосистемами малой мощности является важной задачей, особенно в условиях роста энергопотребления и ограниченности генерирующих мощностей. Одним из ключевых инструментов обеспечения устойчивой работы таких систем выступает стратегия отключения нагрузки для восстановления оперативного резерва активной мощности. Данная процедура позволяет решать широкий спектр задач: от подготовки к пуску энергоемкого оборудования и безопасного проведения ремонтов до экономической оптимизации режимов работы станции и увеличения срока службы генераторов. Однако практическая реализация этой стратегии связана с решением сложной комбинаторной задачи оптимизации, требующей определения оптимального набора отключаемых потребителей при множестве технологических и экономических ограничений.

Рассмотрим реализацию данной стратегии на примере активного энергетического комплекса (АЭК) [136]. АЭК включает один генерирующий объект и единую точку подключения к сетям местной сетевой организации (например, рис. 2.16), обозначаемую как управляемое интеллектуальное соединение (УИС). УИС представляет собой программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий:

- управление генерацией и потреблением электроэнергии
- устранение локальных перегрузок оборудования;
- повышение надежности электроснабжения через увеличение живучести системы.

Анализ функциональных возможностей УИС и его обобщенного алгоритма работы [137] показал, что ключевым критерием нормального функционирования АЭК в изолированном режиме является наличие достаточного резерва активной мощности ($P_{рез.+}$) для покрытия нагрузки. При упрощенном расчете резерва предполагается, что отказ любой единицы

генерирующего оборудования не должен приводить к потере устойчивости системы. Таким образом, критерием пуска подсистемы отключения нагрузки для восстановления резерва активной мощности в общем виде является:

$$P_{\text{тек.АЭК}} > \sum_i Q_{\text{ГУ},i} \cdot P_{\text{ГУ},i}^{\max} - P_{\text{рез.}+},$$

где i – индекс генерирующей установки;

$P_{\text{тек.АЭК}}$ – текущее значение потребляемой активной мощности потребителями в составе АЭК;

$Q_{\text{ГУ},i}$ – состояние выключателя i -ой ГУ (1 – включен, 0 – отключен);

$P_{\text{ГУ},i}^{\max}$ – верхняя граница регулировочного диапазона по активной мощности i -ой ГУ.

В рассматриваемой подсистеме целевой функцией оптимизации является объём отключаемой нагрузки объектов АЭК, включенных в данный момент:

$$\sum_c \sum_j [Q_{c,j} = 1] \cdot \text{off}_{c,j} \cdot \text{pr}_{c,j} ,$$

где $Q_{c,j}$ – состояние выключателя j -го ЭПУ c -го объекта (1 – включен, 0 – отключен);

$\text{off}_{c,j}$ – выбранный для отключения j -й ЭПУ c -го объекта;

$\text{pr}_{c,j}$ – приоритет отключения выключателя j -го ЭПУ c -го объекта.

Ограничения при минимизации целевой функции являются:

$$\sum_c \sum_j \text{off}_{c,j} \cdot P_{\text{тек.ЭПУ},c,j} \geq \sum_c P_{\text{тек.об},c} - \sum_i Q_{\text{ГУ},i} \cdot P_{\text{ГУ},i}^{\max} + P_{\text{рез.}+};$$

$$\sum_j \text{off}_{c,j} \cdot P_{\text{тек.ЭПУ},c,j} \geq P_{\text{тек.об},c} - P_{\text{разр.об},c} \text{ для } \forall c;$$

$$\sum_c \sum_j \text{off}_{c,j} \cdot P_{\text{тек.ЭПУ},c,j} \leq \sum_i Q_{\text{ГУ},i} \cdot P_{\text{ГУ},i}^{\text{down}},$$

где $P_{\text{тек.ЭПУ},c,j}$ – текущее значение потребляемой активной мощности j -м ЭПУ c -го объекта,

$P_{\text{ГУ},i}^{\text{down}}$ – максимально допустимый сброс активной мощности i -го ГУ.

Важно отметить, что при рассмотрении данной задачи подразумевается статический (установившийся режим). Этот факт должен учитываться при разработке алгоритмов автоматики, но при этом он никоим образом не влияет, ни на целевую функцию оптимизации, ни на ограничения.

Выбор оптимального набора отключаемых нагрузок представляет собой сложную комбинаторную задачу, характеризуемую дискретной природой (решение представляет собой бинарный вектор, где каждый элемент соответствует состоянию «включен» или «отключен» конкретного потребителя или группы), многокритериальностью, наличием ограничений и требованиями к быстродействию (решение должно быть найдено за время, приемлемое для оперативного принятия решений).

Исходя из этих особенностей осуществлялся выбор подхода к решению данной оптимизационной задачи. Например, при рассмотрении метода дискретного программирования (метод ветвей и границ или полный перебор) [138–141], который является классическим инструментом при решении комбинаторных задач, несмотря на его явное преимущество, заключающееся в гарантированном нахождении глобального оптимума, выявляется его критический недостаток – экспоненциальный рост вычислительной сложности с увеличением количества управляемых потребителей. Данным методом может быть использован в качестве эталона решения. Искусственные нейронные сети (ИНС) показали высокую эффективность в задачах классификации и регрессии, в том числе и в решении энергетических задач [142–144], обладая высоким быстродействием на этапе применения (после завершения обучения). Однако применительно к данной задаче возникают сложности к подготовке сценариев оптимального решения для её обучения. Более того, при изменении конфигурации сети или приоритетов отключения у потребителей ИНС требует полного переобучения.

Методом решения оптимизационных задач также является генетический алгоритм [145] – эвристический метод, основанный на принципах естественной эволюции (отборе, скрещивании, мутации). В контексте поставленной задачи генетический алгоритм (ГА) обладает следующими преимуществами: эффективность с дискретными пространствами решений (бинарное кодирование хромосом идеально соответствует задаче выбора нагрузок для отключения), способность находить близкие к оптимальным решения за приемлемое время, гибкость и простота учета сложных ограничений (все ограничения учитываются в функции приспособленности), устойчивость попадания в локальные экстремумы и масштабируемость, что подтверждается использованием ГА в работах [146-148].

Далее рассмотрим возможность использования генетических алгоритмов и область их применения по сравнению с точным методом оптимизации (метод полного перебора). Сравнения проводились при использовании встроенных средств пакета Matlab с базовыми настройками параметров ГА.

Для проведения вычислительных экспериментов разработана программа анализа алгоритма отключения нагрузки АЭК в изолированном режиме [149], где АЭК представлен в виде 4 генерирующих установок и управляемых энергопринимающих установок (ЭПУ, на первом этапе принято 10) с заданными параметрами: текущая потребляемая мощность и состояние коммутационных аппаратов, приоритет отключения. Выбор мощностей нагрузок принимался таким, чтобы одновременно не существовало более одной комбинации нагрузок, в совокупности составляющих минимально необходимый объем отключаемой нагрузки.

Постепенное увеличение числа ЭПУ, отключение которых используется в задаче оптимизации, наглядно показывает рост времени работы алгоритмов как полного перебора, так и ГА. При количестве рассматриваемых присоединений $N_{\text{ЭПУ}}$ более 20-ти, метод полного перебора

проигрывает ГА по быстродействию даже на настройках по умолчанию (рис. 2.19).

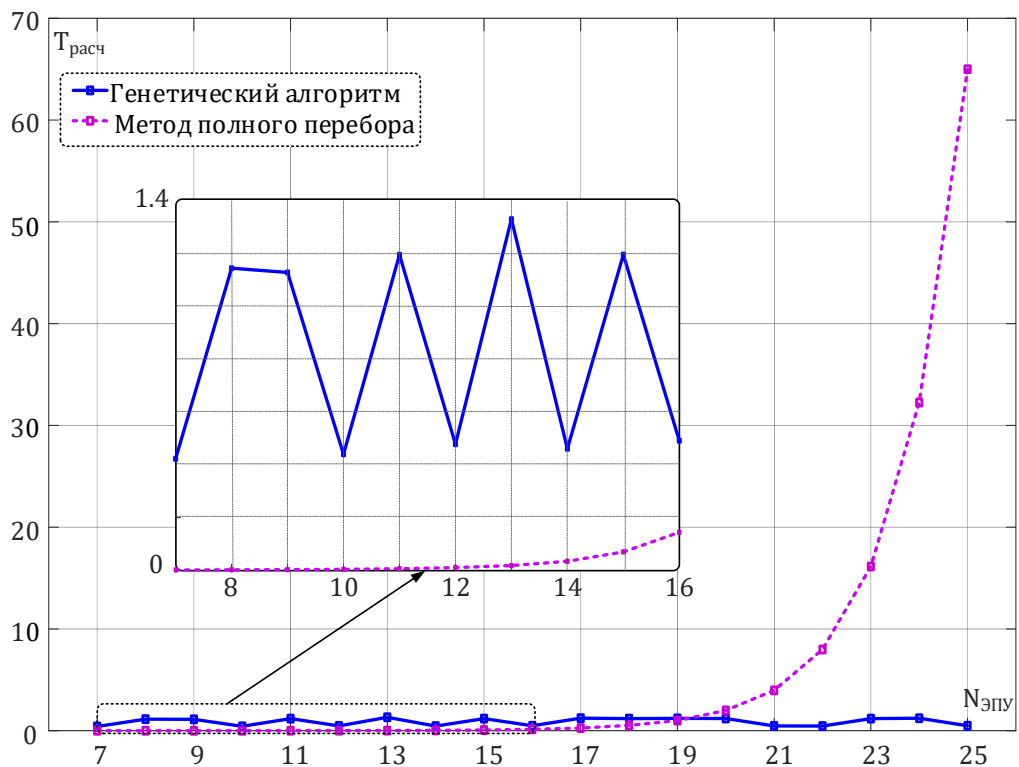


Рисунок 2.19 – Зависимость времени работы алгоритмов ГА и полного перебора от количества ЭПУ в среде моделирования

Следует отметить, что использование иного программно-аппаратного комплекса, иного языка программирования, на котором реализуются алгоритмы оптимизации, может значительно сократить время расчета по каждому из алгоритмов, при этом их соотношение будет соизмеримо с результатами проведенного эксперимента.

В результате можно отметить, что применение генетических алгоритмов в задачах оптимизации отключения нагрузки для восстановления резерва мощности на объектах малой генерации целесообразно, особенно при увеличении количества управляемых присоединений, однако настройки аппарата оптимизации на основе генетических алгоритмов (для повышения быстродействия) также требуют оптимизации. Такая настройка индивидуальна для каждой решаемой задачи и в большей степени зависит от опыта исследователя в данной сфере.

2.4 Децентрализованное поддержание баланса реактивной мощности (регулирование напряжения) в нормальных режимах

В данном разделе рассматривается децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрической сети с распределенной малой генерацией. Участниками регулирования напряжения являются агенты электрической сети, электростанций и локальных энергосистем, интегрированных в сеть, а также потребителей с управляемыми средствами регулирования напряжения и реактивной мощности.

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 районах.

Эта локальность усугубляется противоречием интересов между ключевыми участниками процесса. Сетевые организации объективно заинтересованы в работе при повышенных уровнях напряжения, что позволяет снизить коммерческие потери электроэнергии и увеличить пропускную способность сетевой инфраструктуры. В то же время потребителям, напротив, предпочтительно более пониженное (в рамках нормативных допусков) напряжение, что ведет к прямому снижению электропотребления и продлевает срок службы электрооборудования. Владельцы распределенной генерации преследуют третью цель – экономическую эффективность собственной генерации, часто игнорируя задачи поддержания напряжения.

В условиях такого многосубъектного противоречия классические централизованные системы управления демонстрируют низкую эффективность. Децентрализованный мультиагентный подход предлагает принципиально иное решение. В этой парадигме каждый субъект (сеть, генератор, потребитель) представлен индивидуальным интеллектуальным устройством – агентом, который действует в соответствии с собственной

целевой функцией. Взаимодействие друг с другом в условиях отсутствия информационного обмена возможно лишь при пересечении зон ответственности, где агенты самостоятельно находят компромисс, не оптимальный для кого-то одного, для приемлемый для заинтересованных участников. В результате данного взаимодействия в сети устанавливается режим, который является не результатом директивы (при централизованном управлении), а следствием компромисса (соглашения) между интеллектуальными агентами, что максимизирует совокупную общую выгоду, распределённую между всеми участниками.

Для успешной реализации децентрализованной системы регулирования напряжения при исключении информационного обмена необходимо предусматривать не только механизмы взаимодействия между агентами, но и механизмы предотвращения «конфликтов» (например, локальные действия одного агента могут вызывать цепную реакцию изменений напряжений у соседних устройств, перегрузку линий связи в следствие неучета ограничений по их перетоку).

Принципы, отраженные в [150-153], формируют технологическую основу для организации децентрализованного мультиагентного распределенного регулирования напряжения, позволяют создать в противовес классической иерархической модели управления с одним центром принятия решения модель сети равноправных агентов. К ним относятся:

- *Принцип равноправия агентов.* Все интеллектуальные агенты, независимо от собственника (сетевая компания, электростанция или потребитель) обладают равными правами на участие в формировании режима напряжения в сети, т.е. их возможность влиять на уровень напряжения должна определяться не административным ресурсом, а исключительно их техническими возможностями и экономической целесообразностью для агента.

- *Принцип единства правил.* Все агенты, участвующие в регулировании, руководствуются единой унифицированной базой правил при принятии решений. Эти правила определяют характер реакции агента на изменение напряжения, особенности координации своих действий с агентами, контролирующими смежные участки электрической сети. В целом, применение данного принципа обеспечит предсказуемость и устойчивость системы регулирования напряжения в целом, в отличие от ситуации, когда каждый производитель интеллектуальных устройств (агентов) использует свои собственные правила, относящиеся к коммерческой тайне.

- *Принцип разграничения областей действия.* Четкое разделение зон ответственности между противоаварийным и режимным (оптимизационным) управлением напряжением. Режимное управление работает только в пределах нормальных отклонений напряжения, в то время как при выходе за эти пределы задействуются алгоритмы противоаварийного управления.

- *Принцип локальности информации.* Каждый агент контролирует параметры режима только в том районе, границы которого определяются возможностями косвенных измерений напряжений в удалённых узлах сети на основе доступных ему локальных измерений (напряжения, токи, мощности по ветвям).

Обязательным условием эффективного согласованного управления режимом интеллектуальными устройствами является использование ими единой классификации уровней напряжения в узлах сети (табл. 2.4) при принятии решений по корректировке баланса реактивной мощности в контролируемом районе, либо при изменении положения РПН силовых трансформаторов. Единая классификация позволяет формализовать критерии принятия решений при реализации их в интеллектуальном устройстве.

Таблица 2.4 – Множество классов состояния напряжения в узле сети

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

Стоит отметить, что в рамках рассматриваемой технологии децентрализованного управления определение текущего значения класса состояния напряжений в контролируемом районе (табл. 2.4) является первичным (после расчета напряжений во всех контролируемых узлах прилегающего района сети) и независимым этапом работы алгоритма каждого агента. Однако после идентификации класса состояния (например, U_1 , соответствующему нормальному уровню напряжений) возникает задача выбора конкретного регулируемого параметра, на которое будет ориентироваться управляющее устройство. Корректный выбор этого параметра определяет эффективность и бесконфликтность всего процесса регулирования.

Варианты таких параметров зависят от топологии сети относительно места регулирования реактивной мощности и напряжения. Рассмотрим на конкретном примере: к узлу подключения ЛИЭС к внешней сети подходят 2 линии связи (рис. 2.20). Устройство регулирования реактивной мощности (напряжения) установленное на станции ЛИЭС, в качестве целевого ориентира может использовать один из следующих параметров:

- *Регулирование напряжения на шинах подключения ЛИЭС к внешней сети.* Данный подход является наиболее простым в плане технической реализации, т.к. не требует даже расчета напряжения на удалённых узлах методом косвенных измерений, а также обеспечивает высокую надежность и быстродействие системы управления. У данного выбора имеются и недостатки. Контроль напряжения в точке подключения (U_1 , рис. 2.20) не учитывает реальное состояние сети за пределами шин подстанции. Стабилизация U_1 на номинальном уровне не гарантирует качественного напряжения у конечных потребителей на длинных линиях Л1 и Л2, особенно при неравномерной нагрузке. Также возможна ситуация перерегулирования – при низком напряжении U_2 в конце линии Л1 агент будет корректировать напряжение на шинах 1 (рис. 2.20) в сторону повышения, что может привести к недопустимо высокому напряжению для потребителей линии Л2.

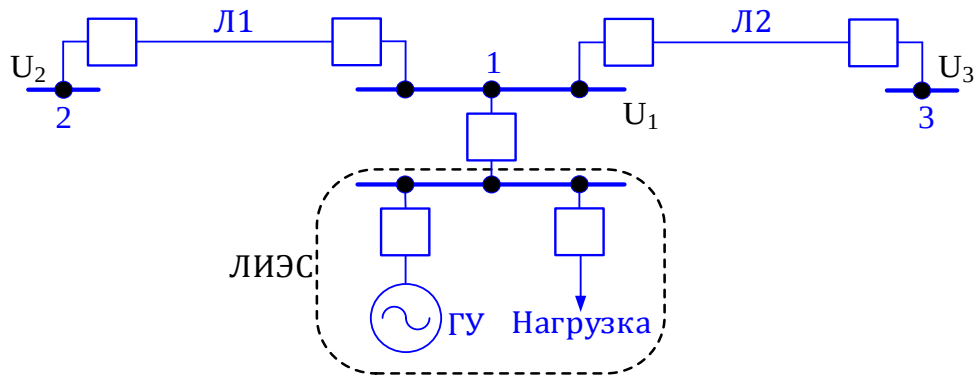


Рисунок 2.20 – Пример контролируемого интеллектуальным устройством района сети по напряжению

- *Регулирование напряжения на удалённом конце линии.* Этот подход напрямую направлен на обеспечение качества электроэнергии у конечного потребителя, что и является конечной целью регулирования. Недостатками являются повышенные требования к качеству расчета напряжения на противоположном конце линии (необходимо более полно учитывать параметры ЛЭП при расчете падений напряжений), невозможность корректного расчета напряжений на удалённых концах линии на основе только локальной информации при промежуточном отборе мощности с них. Также возникает проблема выбора приоритетной линии для поддержания напряжения – регулирование U на одной ЛЭП может ухудшить режим для потребителей других линий.

- *Регулирование по средневзвешенному напряжению ($U_{\text{ср.взвеш}}$).* Здесь устройство должно ориентироваться на интегральный показатель состояния всего контролируемого участка сети, определяемый по выражению:

$$U_{\text{ср.взвеш}} = \frac{\sum_i (U_i \cdot W_i)}{\sum_i W_i},$$

где U_i – действующее значение напряжения в i -ом узле; W_i – весовой коэффициент i -ого узла (например, мощность потребления, приоритет), принимаемый на этапе разработки технологии, равным 1.

Данный подход является наиболее совершенным с системной точки зрения, т.к. направлен на достижение оптимума для всего контролируемого района путем определения компромиссного решения, учитывающего состояние всех линий одновременно, исключая существенные перекосы напряжения по сети. Весовые коэффициенты позволяют установить бóльший приоритет наиболее важных узлов. В качестве недостатка можно выделить сложность выбора весовых коэффициентов, который требует дополнительных исследований.

Таким образом, выбор напряжения для регулирования представляет собой компромисс между сложностью реализации и способностью алгоритма обеспечивать требуемый уровень на всем контролируемом участке сети.

После определения контролируемого параметра (например, U_1 , U_2 или $U_{\text{ср.взвеш}}$, рис. 2.20) необходимо задаться уставкой его целевого значения ($U_{\text{уст}}$), к которой будет стремиться система регулирования в нормальном режиме. Выбор $U_{\text{уст}}$ представляет собой оптимизационную задачу, в которой необходимо найти баланс между часто противоречащими друг другу интересами сетевой компании и потребителей. Рассмотрим четыре принципиальных варианта.

- *Целевое значение – номинальное напряжение* ($U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$). Здесь алгоритм стремится поддерживать контролируемый параметр в точности на уровне номинального напряжения (например, 10 кВ). Такое решение является наиболее интуитивным и соответствует принципу проектирования, когда оборудование выбирают в соответствии с номинальным напряжением. Это обеспечивает стандартные условия эксплуатации для большинства оборудования у потребителей, гарантируя их паспортные характеристики. К недостаткам можно отнести отсутствие допустимой по напряжению зоны нечувствительности, что может привести к частым выдачам управляющих воздействий при малых отклонениях, т.е. в этом подходе любое отклонение от $U_{\text{ном}}$ считается нежелательным, хотя и находится в допустимых пределах.

- *Целевое значение – верхняя граница длительно-допустимого диапазона* ($U_{\text{уст}} = U_{\text{норм+}}$). Суть – алгоритм стремится поддерживать

контролируемый параметр на уровне, близком к максимально допустимым нормам (например, $1.05U_{\text{ном}}$). Этот подход более выгоден сетевой компании, ведь повышенное напряжение напрямую снижает потери активной мощности в сети ($\Delta P = I^2 R$), т.к. для передачи той же активной мощности требуется меньший ток. Кроме этого, такая настройка повышает запас на подключение новых нагрузок и снижает риск возникновения лавины напряжения. С другой стороны, данный вариант противоречит интересам потребителей, что является его недостатком. Повышенное напряжение приводит к росту тепловой, осветительной нагрузки, увеличивая затраты потребителя. Одновременно с этим ускоряется старение изоляции оборудования потребителя. В итоге, данную стратегию можно считать недобросовестной по отношению к потребителю.

- *Целевое значение – нижняя граница длительно-допустимого диапазона* ($U_{\text{уст}} = U_{\text{ном-}}$). При такой настройке агент стремится поддерживать контролируемый параметр на уровне, близком к минимально допустимым нормам (например, $0.95U_{\text{ном}}$). Этот подход, напротив, выгоден конечным потребителям. Снижение напряжения в рамках допустимого приводит к уменьшению потребления активной мощности, что снижает их эксплуатационные расходы. Но он (подход) является невыгодным для сетевой компании. Низкое напряжение ведет к увеличению токов и, как следствие, к росту потерь активной мощности в линиях и трансформаторах. Это приводит к прямым финансовым потерям для компании. Кроме того, снижается пропускная способность сети и запас по устойчивости, увеличивая риск возникновения лавины напряжения при набросе потребляемой мощности.

- *Работа в внутри длительно-допустимого диапазона без явного задания целевого значения* ($U_{\text{уст}} \in [U_{\text{ном-}} ; U_{\text{ном+}}]$). В таком режиме агент не имеет жесткой уставки по напряжению, а его целью является удержание контролируемого параметра в пределах всего допустимого диапазона. Управляющие воздействия на корректировку выдаются только при

приближении к границам этого коридора. Внутри коридора устройство может находиться в состоянии покоя или следовать дополнительной экономической логике. Данный подход обеспечивает максимальную гибкость и позволяет минимизировать износ регулирующего оборудования (например, уменьшить количество переключений РПН трансформатора). Стоит отметить, что без дополнительной оптимизационной надстройки система не стремится к какому-либо оптимальному состоянию, довольствуясь тем, что есть. Это может привести к неэффективным с общесистемной точки зрения режимам, когда, например, напряжение постоянно находится на нижней границе, вызывая повышенные потери в сети.

Окончательный выбор $U_{уст}$ должен определяться на основе технико-экономического расчета, учитывая стоимость потерь, тарифы потребителей и иные особенности контролируемого участка сети. Более того, анализ вариантов $U_{уст}$ показывает, что использование 4-го варианта задания целевого значения напряжения ($U_{уст} \in [U_{норм-}; U_{норм+}]$) открывает возможности вторичных оптимизационных задач (при фиксированных вариантах целевого значения напряжения $U_{ном}$, $U_{норм+}$ или $U_{норм-}$ такие возможности отсутствуют). В этом случае первичной целью агента является удержание напряжения в пределах заданного диапазона, а вторичной – решение одной из следующих оптимизационных задач:

- *Обеспечение минимума относительных потерь активной мощности в контролируемом районе.* Данная стратегия напрямую направлена на повышение экономической эффективности эксплуатации сетевого комплекса и заключается в стремлении агента установить такой уровень напряжения в подконтрольных узлах, при котором отношение суммарных нагрузочных потерь активной мощности $\sum_i \Delta P_i$ к суммарной передаваемой мощности $\sum_i P_i$ достигает минимума:

$$\frac{\sum_i \Delta P_i}{\sum_i P_i} \rightarrow \min,$$

при условии

$$\forall U_j \in [U_{\text{норм-}} ; U_{\text{норм+}}],$$

где i – номер ветви контролируемого участка сети; j – номер узла.

- *Обеспечение максимального пропуска активной мощности по сети.*

В таком режиме агент настраивает профиль напряжения для увеличения пропускной способности линий и трансформаторов, предотвращая их перегрузку по току и позволяя подключить дополнительную нагрузку или генерацию. Эта стратегия актуальна для сетевых районов, находящихся на пределе своей пропускной способности, или для активных распределительных сетей с высокой концентрацией распределенной генерации:

$$\sum_i P_i \rightarrow \max.$$

- *Минимизация износа регулирующего оборудования.* Агент ставит целью снижение количества и глубины регулирующих воздействий (переключений РПН трансформаторов, шагов батарей конденсаторов, изменений режима работы инверторов) для увеличения их ресурса. Реализация возможна путем создания зоны нечувствительности, использование прогноза нагрузки для упреждающего действия, а не управления по факту изменения.

- *Минимизация отклонения напряжения у критически важных потребителей.* Здесь интеллектуальное устройство обеспечивает в приоритетном порядке требуемый уровень напряжения в узлах подключения социально и экономически значимых объектов. Для реализации рассматриваемого критерия необходимо ввести в целевую функцию высокие весовые коэффициенты для узлов с критической нагрузкой.

$$\sum_i (W_i \cdot |U_i - U_{\text{ном}}|) \rightarrow \min.$$

Выбор приоритетной оптимизационной задачи определяется на основе технического состояния контролируемого района сети, особенностями оборудования, осуществляющего регулирование напряжения, экономическими условиями и иными целевыми показателями.

Все вышеперечисленные оптимизационные задачи решаются исключительно в пределах нормального диапазона напряжений. При его выходе хотя бы в одном узле контролируемой сети за границы длительно-допустимых значений (класс состояния, отличный от U1) приоритеты управления кардинально меняются. Критерием эффективности становится не оптимальность, а надежность возврата режима в допустимую область. Для данного сценария формируются следующие правила:

- **если** фиксируется класс состояния, отличный от U1, **то** все оптимизационные задачи игнорируются;
- **если** в узлах сети выявляются классы с допустимыми (U2₊/U2₋) и аварийными отклонениями напряжений (U3₊/U3₋), **то** приоритет отдается последним с целью вывода этих напряжений из недопустимого диапазона;
- **если** выявляется режим двусторонних нарушений (класс U4), **то** корректировка уставки локальным интеллектуальным устройством блокируется;
- **если** в нескольких узлах сети фиксируется напряжения, принадлежащие одному классу, отличному от U1, **то** приоритет отдается тому узлу, в котором напряжение имеет меньшее отклонение от длительно допустимого диапазона;
- **если** количество смены знаков регулирования в единицу времени (час/сутки) превысило заданную 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 достигаются технологические границы 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 2.20, 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 i -ю выборку рекомендуется добавлять лишь при фиксации изменений напряжения U_1 , т.е. в месте установки источника регулирования.

Если полученное значение коэффициента корреляции близко к 1 (например, $r > 0.7$), то фиксируется прямая зависимость изменения напряжения на удалённом конце линии от напряжения в месте подключения ЛИЭС (рис. 2.20), если $r \approx 0$, то такая зависимость отсутствует, следовательно напряжение на противоположном конце ЛЭП интеллектуальное устройство, установленное на ЛИЭС, скорректировать не сможет.

Выводы по главе 2

1. В работе применительно к сетям с распределённой малой генерацией предлагается к использованию адаптированный способ мультиагентного регулирования частоты и мощности с автоматическим назначением и изменением ведущей по частоте электростанции, поддержанием ее резервов мощности вторичного регулирования, разрешением и осуществлением изменения плановой мощности на электростанциях энергосистемы. Предлагается 2 варианта назначения станции, осуществляющей вторичное регулирование – либо по приоритету участия, либо по временной привязке к заданному такту времени. Предлагаемый способ позволяет осуществить децентрализованное управление балансом активной мощности без использования технологических каналов передачи данных, что упрощает систему регулирования частоты и повышает ее надежность.

2. Повышение качества регулирования частоты и мощности может обеспечиваться оптимальным соотношением коэффициентов по отклонению и интегралу отклонения выходного параметра. В работе предлагается способ автоматической самонастройки каждого из коэффициентов ПИ-регулятора (по отклонению и интегралу от отклонения), осуществляемой путем оценки показателей качества переходного затухающего процесса в режиме реального времени при коммутациях (набросах/сбросах) мощности. Оптимизация осуществляется методом покоординатного спуска, учитывает разнохарактерность процессов и разномасштабность возмущений режима при набросе/сбросе мощности.

3. Восстановление оперативного резерва активной мощности в локальных интеллектуальных энергосистемах может осуществляться, в том числе и с помощью отключения нагрузки в соответствии с заданным ей приоритетом. Данная процедура требует решения сложной комбинаторной задачи оптимизации, с которой успешно справляются методы генетического алгоритма. Показано, что применение генетического алгоритма оправдано с

точки зрения быстродействия по сравнению методом полного перебора уже при использовании нескольких десятков энергопринимающих устройств, заведённых под управление.

4. Реализация базы знаний, основанной на правилах поведения интеллектуального устройства регулирования напряжения в режимах, отличных от нормального, реализация необходимого набора оптимизационных функций при работе контролируемой сети в границах длительно-допустимых значений и общих правил взаимодействия между смежными устройствами, обоснованный выбор контролируемого параметра и целевого значения его регулирования в совокупности позволяют создать гибкую архитектуру децентрализованной мультиагентной системы регулирования напряжения без использования каналов обмена информацией.

ГЛАВА 3 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ И САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ РЕЖИМА, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С РАСПРЕДЕЛЁННОЙ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Развитие активных распределительных электрических сетей, их насыщение объектами малой синхронной генерации, отличающихся и по техническим характеристикам, и по настройкам релейной защиты от генераторов крупных электростанций, приводит к неэффективности (как технически, так и экономически) существующих «традиционных» средств ПА и РЗ. В таких сетях предлагается отказаться от концепции целостности сети и режима с сохранением устойчивости параллельной работой генераторов при воздействии аварийных возмущений и перейти к концепции поддержания способности к противоаварийному разделению сети на сбалансированные районы с последующим автоматическим восстановлением целостности сети и нормальности общего режима.

3.1 Противоаварийное разделение электрической сети на сбалансированные энергорайоны

Моделирование и практика эксплуатации электростанций малой мощности свидетельствуют, что любое расчетное КЗ в активной сети фактически приводит к нарушению устойчивости их параллельной работы с сетью, для предотвращения которого автоматика каскадно отключает энергоблоки и электростанции, что в свою очередь приводит к нарушению электроснабжения потребителей. Это связано и со скоротечностью электромеханических переходных процессов (малые постоянные инерции ГУ), и с особенностями настройки релейной защиты импортных ГУ (обеспечение сохранности своего оборудования без оглядки на последствия для энергосистемы). Решением проблемы может служить противоаварийное разделение активной сети на части при условии их достаточной

сбалансированности [154], что сохраняет в работе электростанции и электроснабжение потребителей.

Идея способа заключается в опережающем отделении сбалансированного по мощности энергорайона сети по одному из заранее выбранных и подготовленных (в доаварийном режиме) сечений при возникновении угроз нарушений устойчивости параллельной работы с переходом в островной режим и последующим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой нагрузкой ГУ.

Для пояснения принципа действия рассмотрим схему выдачи мощности станции, состоящей из двух ГУ малой мощности, работающей в составе ЛИЭС (рис. 3.1). Здесь генерируемая энергоблоками ГУ1, ГУ2 мощность может передаваться как потребителям своей распределительной сети (нагрузка Н1.1 ... Н2.1, подключенная к шинам генераторного напряжения, и нагрузка Н1.2 ... Н4.2, подключенная к шинам распределительного пункта (РП), связанного со станцией линией электропередачи Л1), так и во внешнюю сеть через линию Л2 (нагрузка Н1.3 ... Н2.3, подключенная к центру питания (ЦП) ЕЭС или АРЭС).

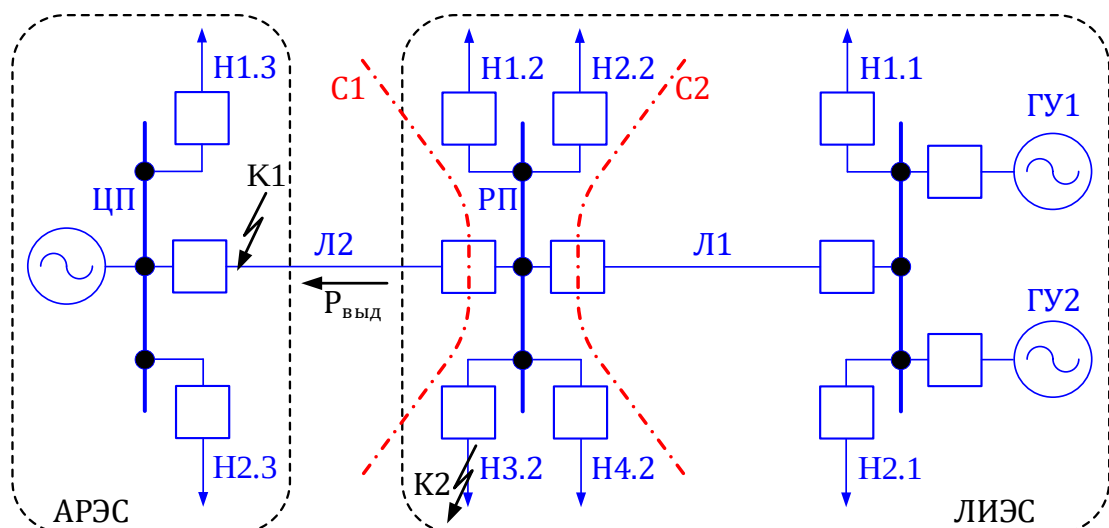


Рисунок 3.1 – Пример схемы подключения ЛИЭС к внешней электрической сети с указанием возможных вариантов сбалансированного отделения

Выбор сечения для разделения (С1 или С2, рис. 3.1) осуществляется в доаварийном режиме по следующим критериям:

- Если в нормальном режиме ЛИЭС осуществляет выдачу излишков мощности в сеть ($P_{\text{выд}}$), то на этот объем выдачи загружают конкретные генераторы. При срабатывании пускового органа, фиксирующего аварийное возмущение, с опережением (до реализации управляющих воздействий быстродействующих ступеней защит) отключаются выключатели сечения С1 и части генераторов, загруженных на величину $P_{\text{выд}}$;
- Если в нормальном режиме в сечении С1 поддерживался нулевой переток, то при срабатывании пускового органа отключается только выключатель данного сечения;
- Если в нормальном режиме ЛИЭС потребляет активную мощность из сети, то генераторы станции загружаются так, чтобы обеспечить нулевой переток активной мощности по сечению С2, и по факту аварийного возмущения с опережением отключается выключатель этого сечения.

В качестве пускового органа, фиксирующего аварийное возмущение (как правило – КЗ), предлагается использовать реле минимального напряжения, включенное на линейное напряжение, и, работающее по схеме ИЛИ, максимальное реле напряжения обратной последовательности. На рисунке 3.2 отражен алгоритм функционирования пускового органа автоматики опережающего сбалансированного отделения (АОСД) ЛИЭС. Работа пускового органа разрешена лишь в том случае, если осуществлен ввод в работу АОСД (XB_AOSD, на алгоритме отображен в виде программного ключа) и исправны цепи напряжения в точке измерения (для повышения чувствительности используют ТН с шин РП).

Несмотря на то, что способ направлен, в первую очередь, на сохранение в работе электростанций с генераторами малой мощности, возникают и другие положительные эффекты:

- ограничение токов, питающих точку КЗ, в следствие целенаправленной реконфигурации топологии электрической сети путем отключения ЛИЭС с генерирующим оборудованием, обеспечивающим подпитку места КЗ, при фиксации срабатывания пускового органа;

- предотвращение возникновения асинхронного режима (из-за малых постоянных инерции энергоблоков даже кратковременное КЗ приведет к существенному изменению угла между ЭДС станции ЛИЭС и внешней сети, и сохранение динамической устойчивости становится невозможным);
- исключение разрушительных ударных моментов на валах генераторов после устранения КЗ при восстановлении напряжения (возникают вследствие резкого восстановления электромагнитной мощности при выбеге роторов генераторов). Для генератора такие явления (без применения АОСД) являются разрушительными, так как конструкция вала рассчитана на номинальные моменты и определённые уровни динамических нагрузок, а ударные моменты после устранения КЗ могут в разы превышать номинальные. Каждое такое событие способствует развитию усталости металла – многократные удары приводят к росту микротрещин на валу генератора. Ударные моменты передаются также от вала генератора через муфту на вал турбины, что может привести к повреждению и её элементов;
- при проектировании и строительстве ЛИЭС, несмотря на то, что потоки мощности в прилегающей к ЛИЭС части внешней сети становятся двунаправленными, необходимость модернизации защит и автоматики питающей внешней сети или переконфигурирования их уставок отсутствует.

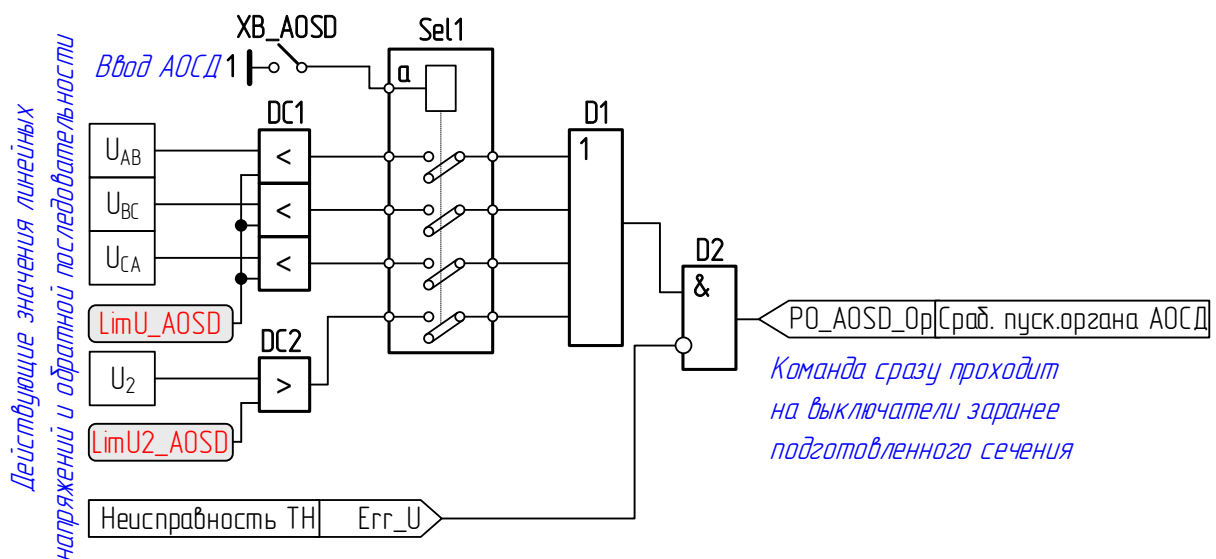


Рисунок 3.2 – Базовая часть алгоритма пускового органа автоматики опережающего сбалансированного отделения ЛИЭС от внешней сети

На рисунке 3.3 отражен расчетный переходный процесс с представлением параметров одного из генераторов реального объекта при проходящем трёхфазном коротком замыкании во внешней сети.

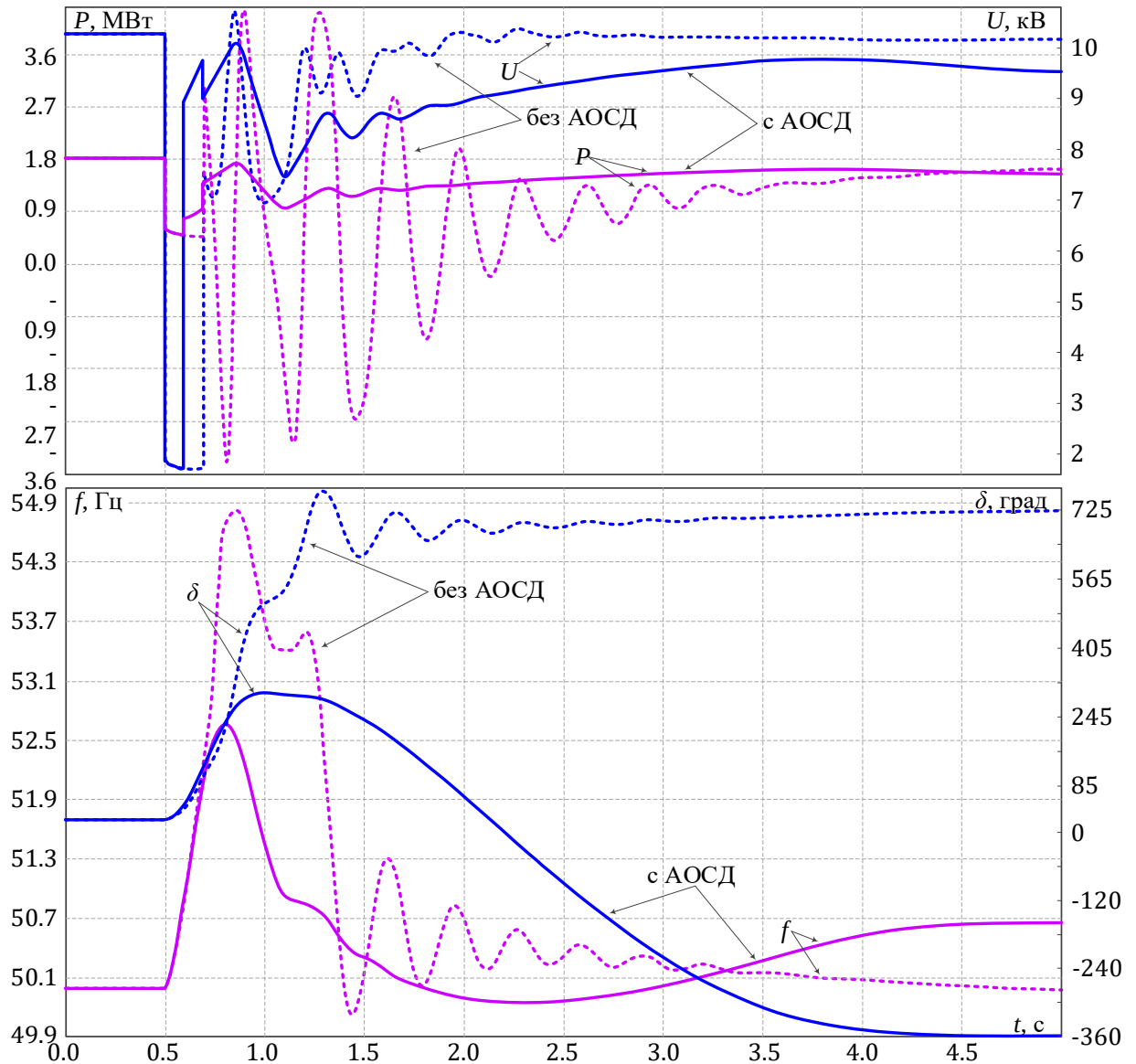


Рисунок 3.3 – Переходный процесс в ЛИЭС при проходящем трёхфазном КЗ на шинах 110 кВ питающей подстанции длительностью 0.15 сек с последующим нарушением устойчивости режима (без АОСД) и с отделением станции, работающей на местную нагрузку, от внешней электрической сети под действием автоматики (с АОСД)

Параметры переходного процесса (рис. 3.3) представлены для случая без отделения ЛИЭС от сети (без применения АОСД), а также с экспресс

противоаварийным сбалансированным отделением ЛИЭС от неё по одному из заранее подготовленных сечений (полное время отключения – 0.08 с).

Из осциллограммы переходного процесса без использования АОСД (рис. 3.3, 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 ещё до начала асинхронного режима.

Из осциллограммы переходного процесса при использовании АОСД и его действии на отделение ЛИЭС (рис. 3.3, сплошные кривые) следует, что максимальное повышение частоты составило 2,7 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков. Параметры процесса свидетельствуют о сохранении устойчивости островной работы ЛИЭС в послеаварийном режиме.

Полное время отключения КЗ $t_{\text{полн}}$, принятое при моделировании 80 мс (рис. 3.3), складывается из четырёх основных компонентов:

$$t_{\text{полн}} = t_{\text{ПО}} + t_{\text{реле}} + t_{\text{откл.выкл}} + t_{\text{дуго}},$$

где $t_{\text{ПО}}$ – время от момента возникновения КЗ до срабатывания (выдачи логической единицы) пускового органа по напряжению АОСД. Примем равным одному периоду промышленной частоты (20 мс);

$t_{\text{реле}}$ – время от момента срабатывания пускового органа АОСД (в цифровом виде) до срабатывания выходного промежуточного реле. Для современных микропроцессорных терминалов и малогабаритных электромеханических промежуточных реле $t_{\text{реле}} = 10 \dots 20$ мс;

$t_{\text{откл.выкл}}$ – время от момента подачи напряжения на электромагнит отключения выключателя до момента расхождения контактов и возникновения дуги (собственное время отключения выключателя). Для

современных вакуумных выключателей это время обычно составляет 25 ... 40 мс [155, 156];

$t_{\text{дуги}}$ – время горения дуги, т.е. время от момента расхождения силовых контактов выключателя и возникновения дуги до её гашения при первом переходе через ноль. У вакуумных выключателей, где эффективность гашения дуги высока, время её горения составляет 5 ... 10 мс.

Таким образом, полное время отключения КЗ $t_{\text{полн}}$ вакуумными выключателями 10 кВ может варьироваться в диапазоне 60 ... 90 мс. Уменьшения этого времени можно достичь путем применения твердотельных промежуточных реле ($t_{\text{реле}} = 5 ... 10$ мс) и/или путем повышения быстродействия пускового органа с временем принятия решения $t_{\text{по}} = 5 ... 10$ мс.

3.2 Удалённая синхронизация аварийно разделённых частей с синхронной малой генерацией активной распределительной электрической сети

В разветвлённых электрических сетях с распределённой малой генерацией аварийные возмущения (например, КЗ) приводят к её разделению на отдельные активные части с непрогнозируемой конфигурацией (ввиду случайного характера факта появления аварийного возмущения и элемента сети, на котором оно возникло). Для повторного восстановления параллельной работы таких частей АРЭС необходимо обеспечить условия синхронного включения выключателей, разделяющих эти части. Сложность решения поставленной задачи обуславливается, в том числе, и отсутствием информации о месте расположения выключателя, который нужно синхронно включить, и, как следствие, режимных параметрах по его концам.

Задачи синхронизации малой генерации и локальных сетей на её основе с внешней сетью активно рассматриваются в научных исследованиях российских авторов [8, 157, 158]. Проведенный обзор зарубежных источников свидетельствует о широкой распространенности и глубокой

изученности данной темы в европейском и азиатском научном сообществе. Например, в [159, 160] предлагаются способы активной автоматической синхронизации. Суть активного управления синхронизацией заключается в целенаправленном воздействии на генераторы, позволяющем скорректировать параметры работы Микрогрида для последующего восстановления её связи с внешней сетью. В работе [161] детальному анализу подвергаются принципы частотного управления в Микрогриде. Для обеспечения плавного перехода из островного режима в параллельный с сетью авторами предлагается специальная стратегия синхронизации. В работах [162-165] представлен комплекс решений для управления Микрогридом. Предлагаемые подходы охватывают ключевые аспекты: идентификацию островного режима, частотную разгрузку при переходе в этот режим, а также интеллектуальную синхронизацию для повторного подключения к сети. В частности, в них описывается новый способ, использующий комбинацию систем фазовой автоматической подстройки частоты для синхронизации напряжения и частоты Микрогрида с распределительной сетью. В отличие от рассмотренных ранее исследований, в работе [166] анализируется влияние временных задержек в каналах связи на процесс синхронизации. Полученные результаты демонстрируют необходимость учёта данного фактора при проектировании синхронизирующих контроллеров. В литературе [167-173] представлены многочисленные методы синхронизации и подключения на параллельную работу к энергосистеме как отдельных генераторов, так и частей сети, включающих несколько электростанций.

Проведенный анализ показывает, что существующие подходы к синхронизации не удовлетворяют условиям решаемой задачи, т.к. в большинстве случаев рассматривалась задача синхронизации Микрогрида с централизованной электроэнергетической системой, где крайне высоки требования удержания частоты в заданном коридоре значений [107].

Особенности синхронизации электростанций с генераторами малой мощности и объектов на их основе, активных частей сети обусловлены двумя ключевыми факторами: малой постоянной инерции (~ 1 с) и высокой стохастичностью нагрузки. Данные факторы приводят к колебаниям частоты и взаимных углов, существенно превышающим аналогичные показатели в централизованных энергосистемах большой мощности. Дополнительную сложность представляет необходимость осуществления синхронизации на удалённых элементах сети при отсутствии контроля их режимных параметров, что легло в основу решений, предложенных в [174, 175, 158]. Более того, после деления АРЭС отсутствует стабильность режимных параметров отдельных её частей – в ряде случаев могут наблюдаться устойчивые отклонения частоты и напряжения от номинальных значений.

Для достижения успешной синхронизации активных частей рассматриваемой сети в [157] предлагается способ удалённой синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами. Теоретические основы, его программная и техническая реализация, а также проверка работоспособности на физической модели ЭЭС нашли отражение в [176]. Основное назначение способа — автоматическое восстановление синхронного режима разделившихся активных частей электрической сети на удаленных коммутационных аппаратах (выключателях, реклоузерах) в условиях отсутствия каналов связи для передачи данных и команд телеуправления.

Ключевым элементом обеспечения условий удалённой синхронизации в предлагаемом способе является специализированный алгоритм синхронизирующего управления регуляторами мощности и возбуждения генераторов на станциях, учитывающий классы балансов активной и реактивной мощности в разделившихся частях АРЭС.

Процесс управления децентрализованной синхронизацией активных частей электрической сети разбивается на несколько этапов:

- выявление в каждой активной части сети квазиустановившегося (со стабилизацией частоты и напряжения на определённом уровне) послеаварийного режима;
- отнесение текущего состояния энергосистемы к одному из заданных классов по критериям баланса активной и реактивной мощности;
- гармонизация частоты и напряжения в разделившихся частях сети (процесс управления регуляторами мощности и возбуждения на станции, направленный на минимизацию относительного отклонения между данными параметрами);
- сканирование (выполнение) условий синхронизации в частях сети с балансами активной и реактивной мощности, а также на отделившихся электростанциях (осуществляется посредством низкочастотного согласованного регулирования гармонизированных частоты и напряжения;
- включение сетевых коммутационных аппаратов, разделяющих активную сеть на отдельные части, действием интеллектуальных устройств, улавливающих выполнение условий синхронизации;
- выявление на электростанциях, включаемых на параллельную работу, признаков ее возникновения с прекращением сканирования условий синхронизации и переходом к нормальному (доаварийному) регулированию напряжения и частоты.

Классификация состояний разделившихся частей сети по балансам активной и реактивной мощности

Множество возможных состояний (классов) в изолированно работающих в результате аварийного или управляемого отделения частях сети (табл. 3.1) формируется путем анализа последствий нарушения балансов активной и реактивной мощности. Основной причиной невозможности восстановления балансов активной и реактивной мощности в отделившейся части сети, при которых параметры режима находятся в коридоре длительно допустимых значений, является исчерпание резервов по регулированию

активной и реактивной мощности в результате действия автоматических регуляторов частоты и напряжения (АРЧ и АРН).

Таблица 3.1 – Множество классов состояний разделившихся частей сети по балансам активной и реактивной мощности

Обозначение класса состояния	Соотношение мощности	Режимные параметры сети после распада	
		Частота – f	Напряжение – U
K1	Баланс активной и реактивной мощностей	$f \approx f_{\text{НОМ}}$	$U \approx U_{\text{НОМ}}$
K2	Баланс активной и избыток реактивной мощности	$f \approx f_{\text{НОМ}}$	$U \gg U_{\text{НОМ}}$
K3	Баланс активной и дефицит реактивной мощности	$f \approx f_{\text{НОМ}}$	$U \ll U_{\text{НОМ}}$
K4	Избыток активной и баланс реактивной мощности	$f \gg f_{\text{НОМ}}$	$U \approx U_{\text{НОМ}}$
K5	Дефицит активной и баланс реактивной мощности	$f \ll f_{\text{НОМ}}$	$U \approx U_{\text{НОМ}}$
K6	Избыток активной и реактивной мощностей	$f \gg f_{\text{НОМ}}$	$U \gg U_{\text{НОМ}}$
K7	Избыток активной и дефицит реактивной мощности	$f \gg f_{\text{НОМ}}$	$U \ll U_{\text{НОМ}}$
K8	Дефицит активной и избыток реактивной мощности	$f \ll f_{\text{НОМ}}$	$U \gg U_{\text{НОМ}}$
K9	Дефицит активной и реактивной мощностей	$f \ll f_{\text{НОМ}}$	$U \ll U_{\text{НОМ}}$
K10	Отсутствие генерации мощности	0	0

Предлагаемая классификация (табл. 3.1) разделяет образовавшиеся части сети на три принципиальные группы. К классу K1 относятся сегменты, в которых обеспечивается восстановление баланса активной и реактивной

мощности. Классы К2 – К9 охватывают случаи с устойчивым небалансом мощности, делающим невозможным возврат к номинальным параметрам режима. Наконец, класс К10 описывает пассивные части сети с полной потерей энергоснабжения.

Гармонизация частоты и напряжения

Гармонизация – целенаправленное скоординированное воздействие на средства автоматического регулирования возбуждения и мощности генераторов станции, направленное на достижение равенства относительных значений напряжения $U_* = U_{\text{тек}}/U_{\text{ном}}$ и частоты $f_* = f_{\text{тек}}/f_{\text{ном}}$ (рис. 3.4). Это равенство ($U_* = f_*$) создает условия для их последующего синхронного изменения при восстановлении режима системы.

На рисунке 3.4 приведён пример процесса гармонизации напряжения и частоты электростанции в части сети с отнесением текущего состояния этой части к классу К5 (дефицит активной мощности и баланс реактивной). В таком режиме (в связи с исчерпанием резервов по выдачи активной мощности) достижение частотой целевого значения $f_{\text{ном}}$ невозможно, следовательно корректировке на снижение подвергается уставка по напряжению на шинах станции.

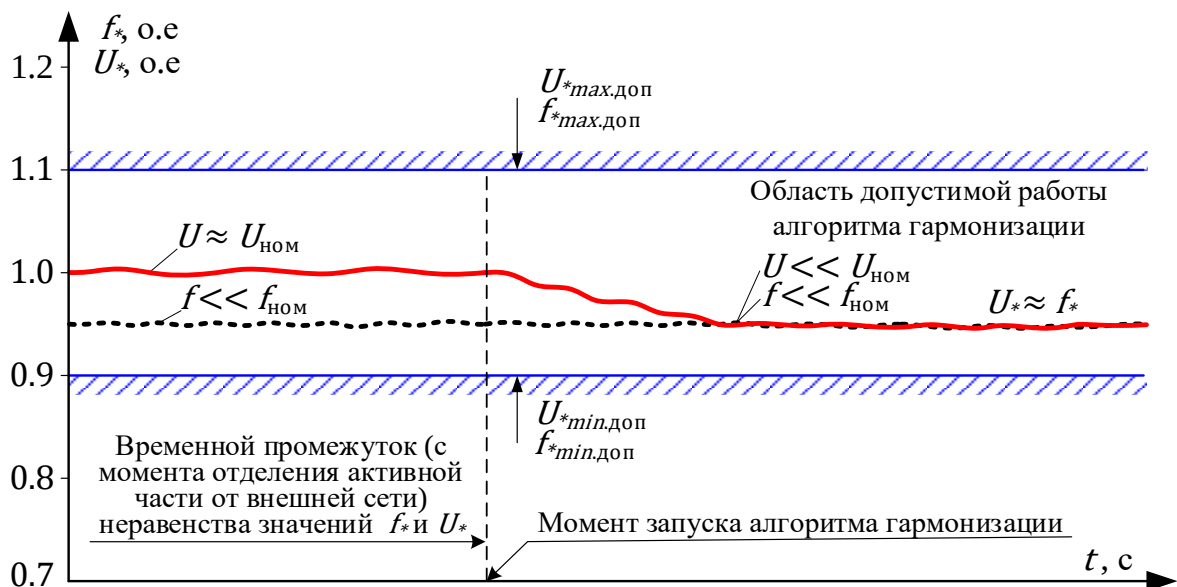


Рисунок 3.4 – Пример процесса гармонизации напряжения и частоты электростанции в части сети, соответствующей классу К5

Назначение гармонизации заключается в снижении числа параметров, совпадение которых является условием включения коммутационных аппаратов с улавливанием синхронизма, т.к. после гармонизации вместо двух существенно отличающихся в относительных величинах параметров имеем пару с равными или близкими значениями.

Алгоритм гармонизации частоты и напряжения в случае идентификации одного из классов состояний $K1 - K9$ приведен на рисунке 3.5. В алгоритме осуществляется контроль нахождения выдаваемой мощности генератора (активной и реактивной) в области допустимых значений. При выходе данных параметров из соответствующих областей корректировка частоты и напряжения прекращается.

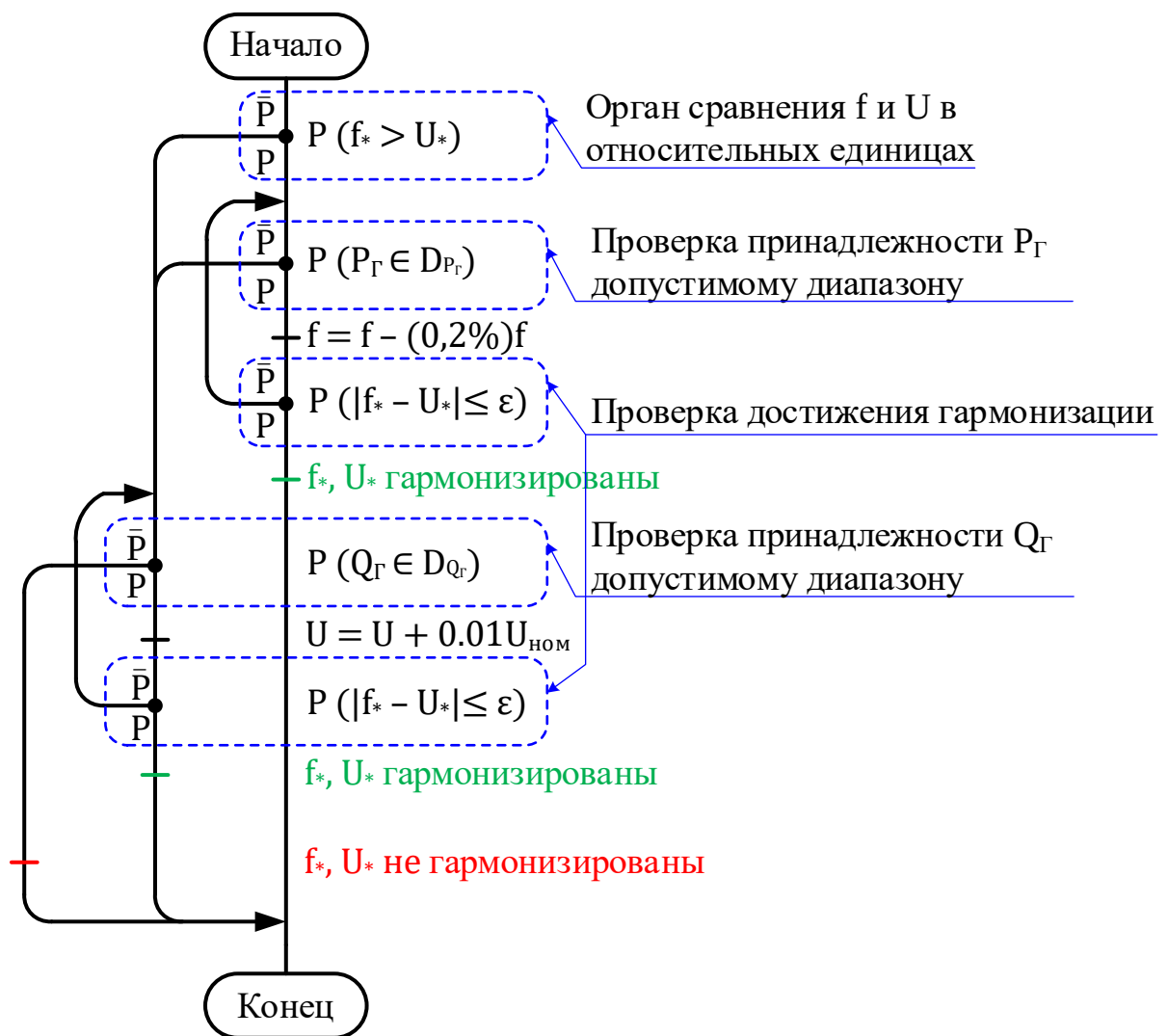


Рисунок 3.5 – Алгоритм гармонизации (выравнивания в относительных единицах) частоты и напряжения

Сканирование выполнения условий синхронизации

Назначение сканирования – осуществление вторичного скоординированного регулирования гармонизированных частоты и напряжения путем их низкочастотного изменения в пределах допустимых диапазонов изменения для создания условий успешной синхронизации частей сети на удаленных сетевых коммутационных аппаратах.

На рисунке 3.6 представлен пример низкочастотного согласованного изменения частоты и напряжения (f, U) по синусоидальному закону изменения в активной части сети класса К1 и гармонизированной другой части сети с пониженными параметрами $(f \ll f_{\text{ном}}, U \ll U_{\text{ном}})$, соответствующей классу К9. В данном примере выполнение условий удалённой синхронизации возможно в трёх областях (отмечены круговой пунктирной линией), в которых при равенстве напряжений и частот необходимо зафиксировать лишь равенство по углу векторов напряжений, контролируемых по концам сетевого выключателя.

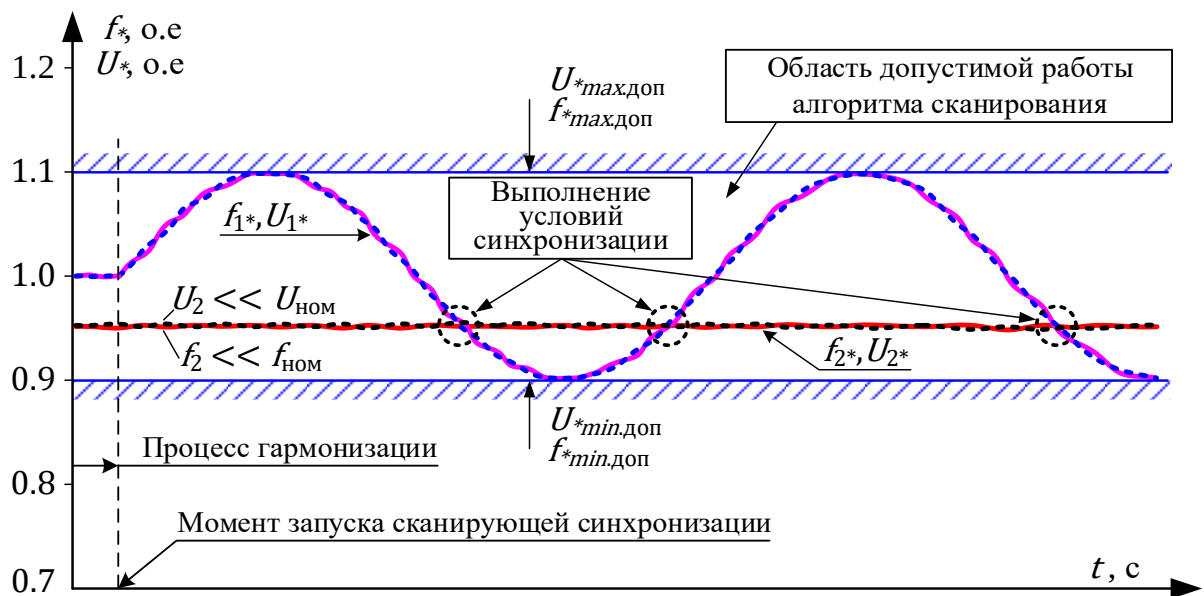


Рисунок 3.6 – Пример сканирования по синусоидальному закону

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.

Алгоритм осуществления сканирования гармонизированных сигналов по синусоидальному закону изменения в части сети с классом К1 приведен на рисунке 3.7. Для работы алгоритма необходимо ввести в виде уставок границы допустимых изменений напряжения и частоты ($U_{\max.\text{доп}}$, $U_{\min.\text{доп}}$, $f_{\max.\text{доп}}$, $f_{\min.\text{доп}}$) и частоту периодических колебаний данном режиме $f_{\text{скан}}$.



Рисунок 3.7 – Вариант алгоритма сканирования с синусоидальным законом изменения гармонизированных сигналов

Помимо синусоидального закона изменения гармонизированных частоты и напряжения в процессе сканирования допускается применять иные формы периодических колебаний, например, линейные (пилообразные).

На рисунке 3.8 показана схема системы регулирования мощности и напряжения генератора с функцией создания условий синхронизации.

Указанный здесь пусковой орган должен реагировать на фиксацию факта возникновения аварии – снижение напряжения прямой последовательности, появление напряжения обратной последовательности или превышение тока станции предельно допустимого значения.

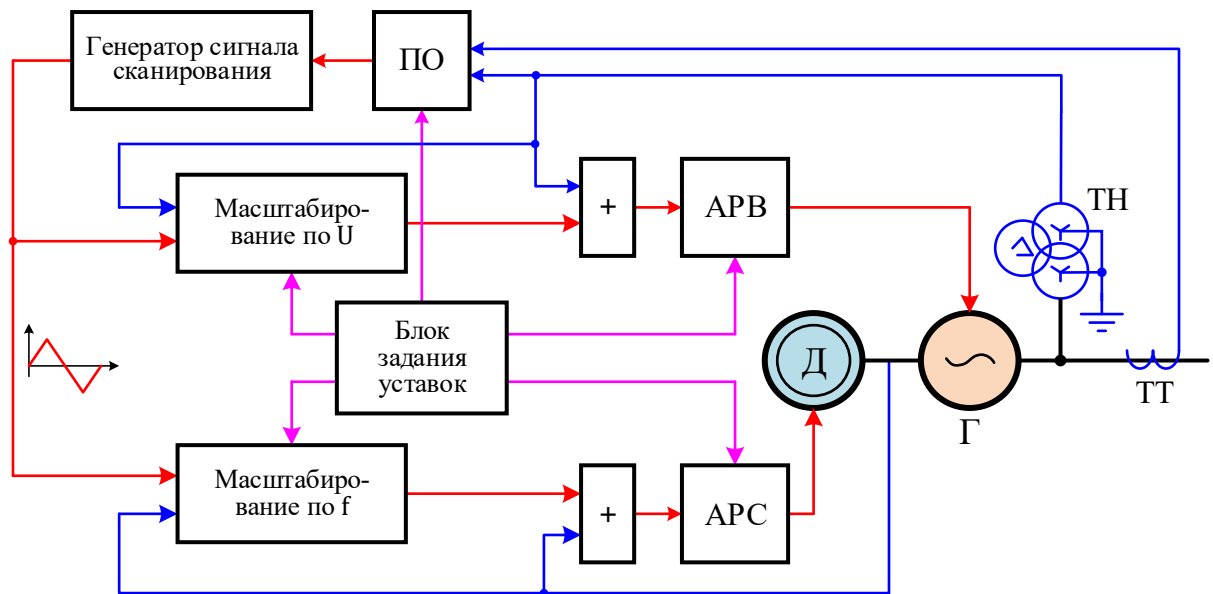


Рисунок 3.8 – Блок-схема системы гармонизированного сканирующего условия синхронизации управления мощностью и напряжением генератора

Г – генератор; *Д* – приводной двигатель; *ТН* – измерительный трансформатор напряжения; *ТТ* – измерительный трансформатор тока; *ПО* – пусковой орган;

АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

АРС – автоматический регулятор скорости.

Ключевые параметры процесса сканирования, определяющие его эффективность

Условия успешной синхронизации в решающей степени зависят от параметров процесса низкочастотного сканирования. К таким параметрам относятся [177]:

- допустимый диапазон изменения частоты и напряжения (задаётся отдельно для каждого параметра, на этапе теоретического описания диапазоны по частоте и напряжению в относительных единицах приняты равными $U_{*max.доп} = f_{*max.доп}$, $U_{*min.доп} = f_{*min.доп}$, рис. 3.6);

- закон низкочастотного периодического изменения частоты и напряжения в процессе сканирования;
- частота колебаний периодического изменения частоты и напряжения;
- величина фазового рассогласования между одновременно сканирующими сигналами на генераторах в разных активных частях разделенной сети.

Рассмотрим подробнее влияние каждого из перечисленных параметров.

Диапазон допустимого изменения частоты и напряжения при согласованном сканировании задаётся предельными установившимися отклонениями этих параметров в послеаварийных режимах. Для маломощных изолированных энергосистем или активных распределительных сетей допустимым считается диапазон отклонений $\pm(3 - 4)\%$ (в основном ограничивается картами настроек технологических защит на генераторах).

Линейная форма периодического изменения сигналов в процессе сканирования является предпочтительной, поскольку гарантирует постоянство угла пересечения гармонизированных частоты и напряжения во времени для двух активных частей сети, одновременно осуществляющих сканирование. Это обеспечивает фиксированную скорость взаимного скольжения синхронизируемых векторов независимо от точки их совпадения.

Принятая частота сканирования должна обеспечивать возможность полного проворота (на 360°) взаимного угла синхронизируемых векторов за время $\Delta t_{\text{доп}}$, необходимое для изменения скольжения в диапазоне $\pm S_{\text{доп}}$ (например, ± 0.1 Гц/с). Это гарантирует обязательное прохождение угла между векторами напряжения по концам сетевого выключателя через ноль.

Графическая интерпретация вышеуказанных параметров представлена на рисунке 3.9.

Крутизну траектории сканирования для линейного закона изменения (рис. 3.9) можно определить из уравнения прямой по выражению:

$$K = \frac{\Delta f}{\Delta t}. \quad (3.1)$$

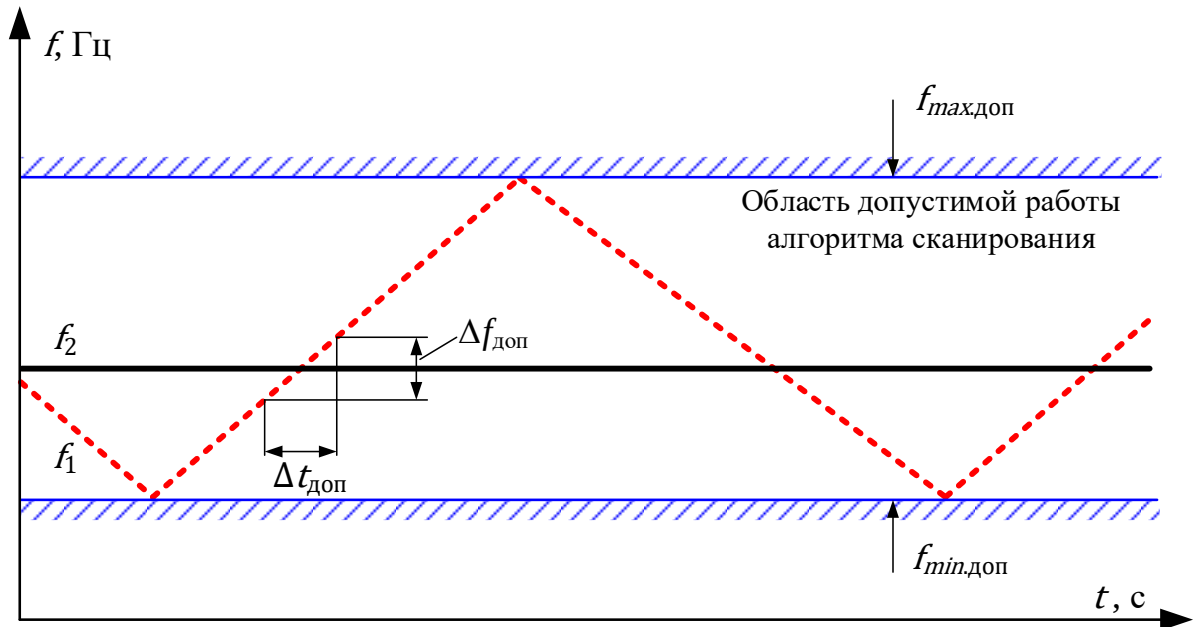


Рисунок 3.9 – Взаимосвязь параметров процесса сканирования и условий синхронизации

Максимально допустимая взаимная крутизна пересекающихся траекторий сканирования (рис. 3.9) определяется из условий

$$\begin{cases} K_{\text{доп}} = \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{\Delta t_{\text{доп}}}; \\ \Delta \delta_{\text{треб}} = 360^\circ, \end{cases}$$

где $K_{\text{доп}} = K_1 - K_2$ – взаимная крутизна (тангенс угла) между пересекающимися траекториями сканирования;

$\Delta \delta_{\text{треб}} = 360^\circ$ – угол изменения взаимного угла между синхронизируемыми напряжениями на интервале изменения частоты $\Delta f = \Delta f_{\text{доп}}$, выбранный, исходя из необходимости гарантированного выполнения условия равенства углов при синхронизации напряжений.

Допустимое время $\Delta t_{\text{доп}}$, обеспечивающее при пересечении двух траекторий сканирования всех условий синхронизации определяется из выражения

$$\begin{aligned}\Delta \delta_{\text{треб}} &= \int_0^{\Delta t_{\text{доп}}} \Delta \omega(t) dt = 360 \int_0^{\Delta t_{\text{доп}}} \Delta f(t) dt = \\ &= 360 \int_0^{\Delta t_{\text{доп}}} K \cdot t dt = 60 \frac{K \cdot t^2}{2} \Big|_0^{\Delta t_{\text{доп}}} = 360.\end{aligned}\quad (3.2)$$

Требуемое время $\Delta t_{\text{треб}}$ определим из уравнения (3.2) с учетом (3.1):

$$360 = 360 \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{\Delta t_{\text{доп}}} \cdot \frac{\Delta t_{\text{доп}}^2}{2} = 180 \cdot \Delta f_{\text{доп}} \cdot \Delta t_{\text{доп}}.$$

Тогда

$$\Delta t_{\text{треб}} = \Delta t_{\text{доп}} = \frac{360}{180 \cdot \Delta f_{\text{доп}}}.$$

Для случая, когда $\Delta f_{\text{доп}} = 0,2$ Гц ($\pm 0,1$ Гц), получим

$$\Delta t_{\text{доп}} = \frac{360}{180 \cdot 0,2} = 10 \text{ с};$$

$$K_{\text{доп}} = \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{\Delta t_{\text{доп}}} = \frac{0,2 \cdot 360}{10} = 7.2 \text{ }^\circ/\text{с}.$$

Таким образом, минимально необходимое время нахождения скольжения в принятом допустимом диапазоне 0.2 Гц ($\pm 0,1$ Гц) равно 10 с. При этом угол между синхронизируемыми напряжениями гарантированно провернется на 360° .

Для частоты колебаний сканирования в 2 Гц, время прохождения всего диапазона составит 100 с. Полный период сканирования будет длиться в 2

раза дольше, т.е. 200 с. Частота сканирования для гарантированного выполнения всех условий синхронизации в таком случае будет равна 0.02 Гц.

На рисунке 3.10 представлены траектории сканирования для 4-х активных разделившихся частей АРЭС, где для гарантированного создания условий синхронного включения сетевых выключателей всех частей энергосистемы в первом полупериоде низкочастотных колебаний (точек пересечения характеристик сканирования) необходимо создать фазовые смещения этих траекторий, т.е. обеспечить точки их пересечения. В случае одновременно запуска сканирования во всех частях сети, в общем случае, то их траектории должны иметь форму трапеции.

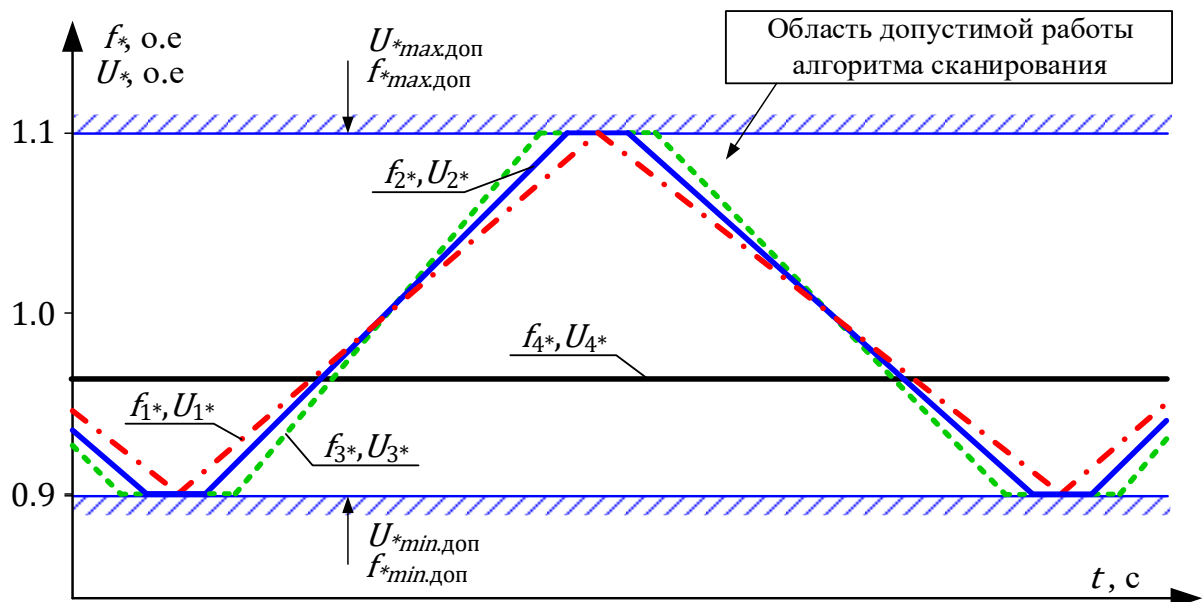


Рисунок 3.10 – Статические траектории сканирования условий синхронизации для 4-х активных частей сети, одна из которых пассивна при сканировании ($K = 0$)

Следует отметить, что осуществление сканирования f , U при синхронизации в сбалансированных частях сети обязательно создаст при пересечении характеристик сканирования выполнение условий синхронизации для любых частей сети с классами балансов мощности, представленных в таблице 3.1. Вследствие чего, и сработают все пусковые

органы устройств автоматического повторного включения с улавливанием синхронизма, осуществляя включение коммутационного аппарата, соединяющего эти части сети.

Фиксация включения электростанций на параллельную работу

Признаком включения на неконтролируемом выключателе активных частей сети на параллельную работу является возникновение в перетоке мощности (тока) по внешним связям ЛИЭС и в самих генераторах значительных затухающих колебаний с частотой электромеханического переходного процесса. Данный признак проявляется в графике выдаваемой мощности (тока) генератора или станции в меньшей степени, чем при контроле перетока по внешним связям из-за наложения на него мощности, потребляемой местной нагрузкой, ухудшающей условия автоматического распознавания.

На рисунке 3.11 в верхней части представлена осциллограмма обменной активной мощности $P_{обм}$ при включении ЛИЭС на параллельную работу с внешней сетью (сплошная линия красного цвета). Качественная её оценка позволяет сформулировать несколько признаков данного процесса:

- в процессе включения активных частей сети на параллельную работу в линии связи между ними происходит периодическое изменение знака обменной мощности;
- колебания имеют низкочастотный характер (частота колебаний более, чем на порядок, отличается от частоты в сети).

Разработка корректно функционирующего алгоритма распознавания включения ЛИЭС на параллельную работу потребовала реализации зоны нечувствительности к малым колебаниям мощности (например, $\pm 0.5\%$ от установленной мощности включенных в данный момент генераторов в ЛИЭС).

При расчете частоты колебаний эффективность показал фильтр выделения частоты напряжения по переходам через ноль [178-181],

адаптированный к данной задаче путем контроля перехода не нулевого значения, а скользящей средней обменной мощности (рис. 3.11, пунктирная линия синего цвета), рассчитанной на интервале времени 1 с. Результаты работы фильтра частоты формируются 2 раза за период. Расчетное значение частоты колебаний удерживается в течении 60 ... 80% от периода выявленных колебаний.

Если за этот промежуток времени фильтром частоты выдаётся новое значение в допустимом диапазоне, то происходит повторное удержание значения частоты с пересчетом его длительности.

Если в заданный интервал времени новое значение частоты колебаний не поступает, то частота колебаний приравняется нулю. На рисунке 3.11 по середине представлена осциллограмма расчетной частоты колебаний электромеханического переходного процесса $f_{\text{ЭМПП}}$ для графика мощности, расположенного выше.

Если за выявленный период колебаний обменная мощность меняет свой знак (с учетом зоны нечувствительности), то фиксируется электромеханический переходной процесс при включении на параллельную работу (рис. 3.11, снизу).

Не менее важным для работы данного фильтра является исключение некорректных измерений при расчете, фиксируемых даже с учетом зоны нечувствительности. Дело в том, что при сбросах и набросах нагрузки в сети посредством коммутационного оборудования у контролируемой обменной мощности ЛИЭС также будут фиксироваться скачкообразные изменения сигнала. Качественного распознавания такого режима можно добиться путем расчета скорости изменения обменной мощности в единицу времени. При коммутациях нагрузки эта скорость существенно выше, чем при затухающем электромеханическом колебательном процессе.

В случае, если от ЛИЭС отходит несколько линий, связывающих её с другими источниками генерации, то распознавание факта включения рассматриваемой ЛИЭС на параллельную работу с внешней сетью должно

приниматься не только по результатам анализа изменений обменной мощности ЛИЭС, но и мощностей всех отходящих линий.

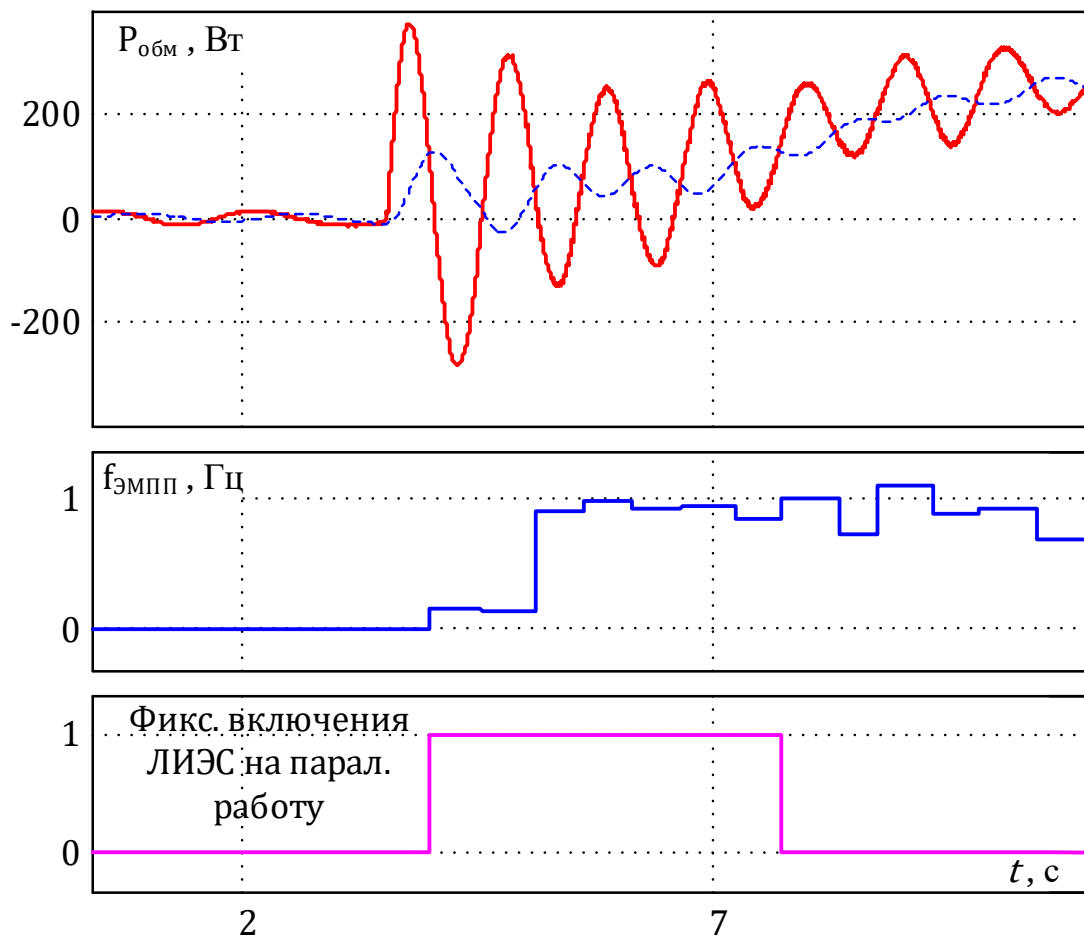
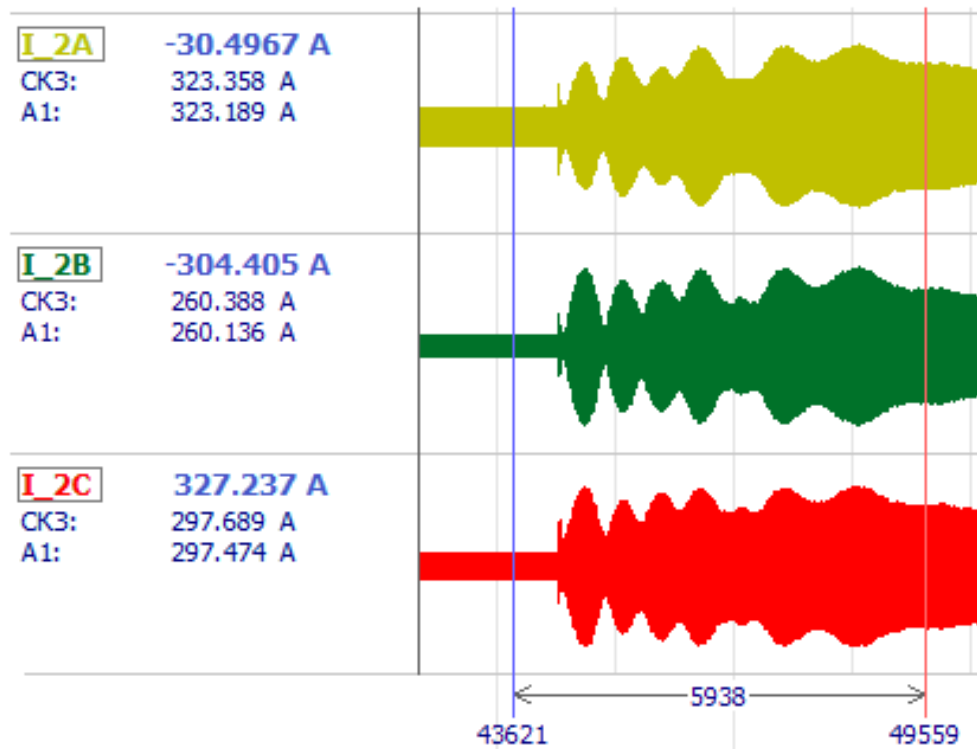
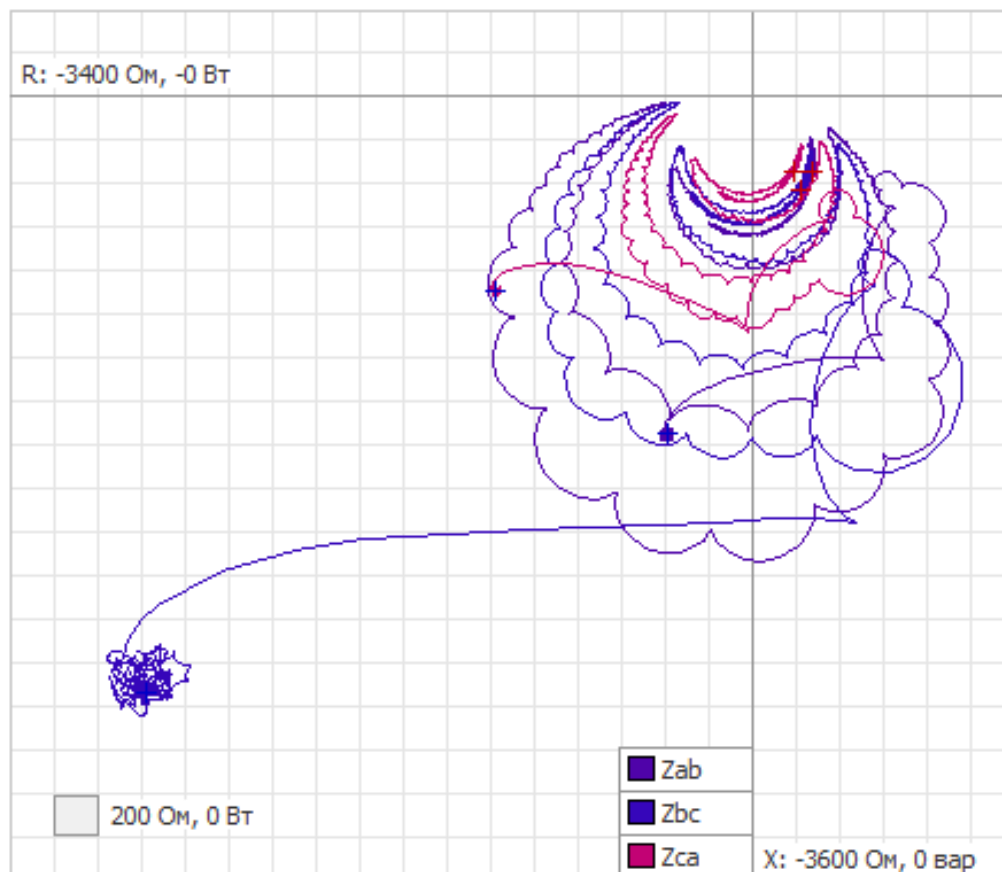


Рисунок 3.11 – Осциллограммы обменной активной мощности (сверху), расчетной частоты колебаний электромеханического переходного процесса (по середине) и сигнала о фиксации включения ЛИЭС на параллельную работу, полученные на физической модели в процессе синхронного включения ЛИЭС в сеть

К перспективным способам выявления электромеханических переходных процессов при включении ЛИЭС на параллельную работу можно отнести контроль сопротивления замера по линиям связи или по полному сечению ЛИЭС по отношению к внешней сети. Пример осциллограммы изменения токов в таком режиме представлен на рисунке 3.12 (а), траектория изменения конца вектора сопротивления, соответствующая этому режиму, отражена на рисунке 3.12 (б).



a)



б)

Рисунок 3.12 – Осциллограммы токов и сопротивлений при включении физической модели ЛИЭС на параллельную работу с сетью

За основу алгоритма выявления факта включения ЛИЭС на параллельную работу примем дистанционный орган (ДО), который нашел применение не только в релейной защите [182-186], но и в противоаварийной автоматике [187-190], и орган направления мощности (ОНМ).

Комплексная плоскость сопротивлений делится на четыре зоны характеристиками ДО и ОНМ. Каждая зона соответствует уникальной комбинации состояний ОНМ и ДО (табл. 3.2). Графическая интерпретация представлена на рисунке 3.13 (а), где зоны 0 и 2 разделены бесконечной прямой характеристики ОНМ, поясняющий пример применения дистанционного органа отображен на рисунке 3.13 (б).

Таблица 3.2 – Зоны срабатывания и несрабатывания дистанционного органа выявления синхронного включения

Код зоны	Состояние ОНМ	Состояние ДО
0 (00)	0	0
1 (01)	0	1
2 (10)	1	0
3 (11)	1	1

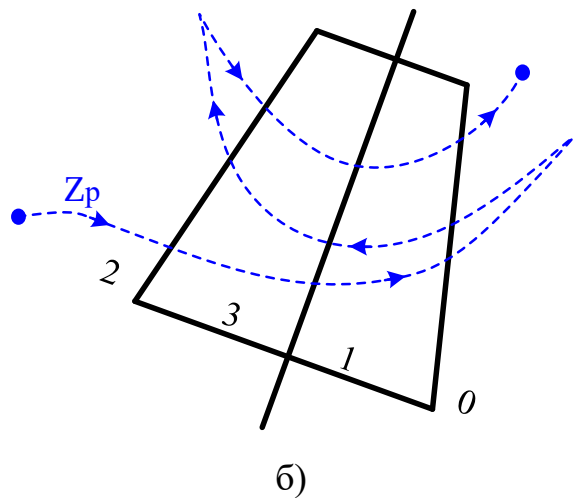
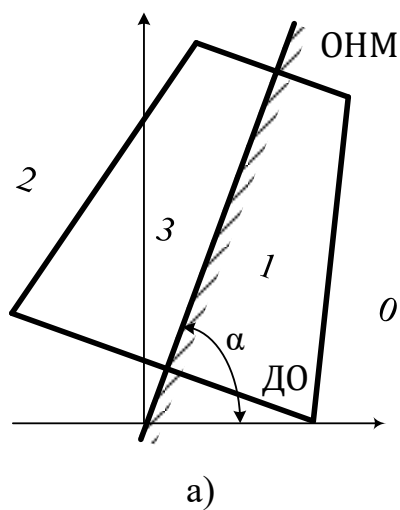


Рисунок 3.13 – Пояснения к использованию дистанционного органа для выявления факта включения ЛИЭС на параллельную работу

Рассмотрим подробнее поясняющий пример (рис. 3.13, б), где траектория конца вектора сопротивления, измеряемого микропроцессорным устройством, в интервале времени до улавливания синхронизма находится в области 2. При синхронном включении вектор сопротивления сначала попадает в область 3, потом – 1, далее – 0. После этого фиксируется обратная очередность в срабатывании ДО и повторный выход в область 2, что свидетельствует об окончании первого периода электромеханических колебаний. На последней итерации замер снова попадает в область 0, проходя через ДО. Получаемая при этом последовательность кодов

$$2 - 3 - 1 - 0 - 1 - 3 - 2 - 3 - 1 - 0$$

является избыточной для фиксации электромеханического процесса при синхронном включении двух активных частей сети. Достаточной для идентификации является последовательность

$$2 - 3 - 1 - 0 - 1 - 3 - 2$$

или

$$0 - 1 - 3 - 2 - 3 - 1 - 0.$$

В определённых режимных вариантах начальная точка измеряемого сопротивления уже до синхронного включения может находиться в области срабатывания ДО. В таких случаях для фиксации полного периода электромеханических колебаний также необходимо использовать семизначную последовательность, начинающуюся и заканчивающуюся кодом в режиме до включения выключателя. Например, если замер сопротивления до перехода ЛИЭС на параллельную работу находится в области 3, то достаточная последовательность кодов выглядит так:

$$3 - 1 - 0 - 1 - 3 - 2 - 3.$$

В предлагаемом решении (рис. 3.13, б) зоны срабатывания ДО и ОНМ по своему положению жестко связаны. Линия ОНМ проходит через середины верхнего и нижнего оснований дистанционного органа. В качестве исходных данных для выбора параметров ДО и ОНМ необходимо на математических

моделях получить семейство расчетных траекторий при различной комбинации генерирующего оборудования ЛИЭС, синхронизируемой с внешней сетью. При определении местоположения ОНМ необходимо принять, что его линия должна проходить через начало координат комплексной плоскости, а другая точка этой линии должна проходить через месторасположение конца вектора сопротивления замера в режиме до синхронизации. Например, для синхронизации ЛИЭС с внешней сетью на выключателе противоположного конца линии связи, не имеющей отбора мощности в виде отпаяк, угол наклона линии ОНМ α (рис. 3.13, а) будет близок к 270° . Таким образом, предлагается автоматическая подстройка к текущему режиму угла наклона ОНМ.

Особенности подбора режимов для проверки дистанционного органа выявления факта включения электростанций на параллельную работу

Использование дистанционного органа в алгоритме выявления факта включения ЛИЭС на параллельную работу показывает перспективность его применения. Однако ввиду сложности распознавания ДО требуемого режима возрастают и требования к качеству проверки. Наиболее простой путь проверки алгоритма с ДО – проведение натурных экспериментов на физических моделях. Однако полученные результаты позволят оценить поведение алгоритма только при частных случаях электромеханических колебаний. Распространять их на весь диапазон работы алгоритма – неправомерно. С другой стороны, оценить корректность функционирования устройств релейной защиты и автоматики позволяют специализированные программно-аппаратные комплексы, например, устройства РЕТОМ-51(61). В них для моделирования переходных электромеханических процессов (асинхронный ход, синхронные качания) с последующим формированием аналоговых сигналов тока и напряжения используется приложение «RL-модель энергосистемы» [191]. Однако при моделировании как асинхронного хода, так и синхронных качаний, в данном приложении наибольшую сложность представляет задача вычисления параметров модели

энергосистемы, использование которых полностью определяет геометрическое расположение траектории вектора сопротивления Z_p в комплексной плоскости.

Поиск необходимых параметров ведётся методом перебора и зачастую усложняется тем, что сформированный в данном программном обеспечении годограф вектора Z_p приведён к вторичным величинам, тогда как уставки дистанционных органов РЗ и ПА многих производителей задаются в первичных величинах.

Существенно упростить процесс подбора параметров модели энергосистемы при расчете асинхронного режима можно, используя методику, изложенную в [192, 193], однако в этих работах не рассматривается порядок моделирования синхронных качаний, воспроизведение которых как раз необходимо для проверки дистанционного органа выявления факта включения электростанций на параллельную работу.

Рассмотрим порядок формирования годографа синхронных качаний на основе методики, описанной в [192], в которой за основу берётся модель энергосистемы, представленная на рисунке 3.14), где I_p – ток, протекающий по контролируемой линии связи или сечению, где Р – точка измерений, E_1 , E_2 – эквивалентная ЭДС разделённой части АРЭС 1 и 2 соответственно, а Z_1 и Z_2 – их эквивалентные комплексные сопротивления.

Параметры модели определяются в соответствии с заданными характеристиками годографа на комплексной плоскости – его радиусом R и координатами центра Z_0 . Найденные по [192] параметры используются и при формировании годографа сопротивления в режиме синхронных качаний. При этом очевидно, что формой годографа является часть заданной окружности с тем же радиусом и координатами центра.

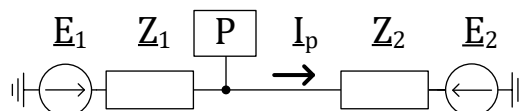


Рисунок 3.14 – Расчетная модель энергосистемы

Векторные значения подведенных к дистанционному органу напряжения $\underline{U}_p(t)$ и тока $\underline{I}_p(t)$ определяются как:

$$\begin{cases} \underline{U}_p(t) = \underline{E}_1(t) - \underline{I}_p(t) \cdot \underline{Z}_1; \\ \underline{I}_p(t) = \frac{\underline{E}_1(t) - \underline{E}_2(t)}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}; \\ |\underline{E}_2| = q|\underline{E}_1|. \end{cases}$$

Принимаем начальный угол δ_2 вектора ЭДС $\underline{E}_2$ неизменным и равным нулю. Также примем, что изменение угла δ_1 вектора ЭДС $\underline{E}_1$ с течением времени носит колебательный характер. Пусть в начальный момент времени фазовый сдвиг между векторами $\underline{E}_1$ и $\underline{E}_2$ составляет δ_{12} , при этом в процессе качаний угол δ_1 отклоняется от своего первоначального положения на δ_{1m} по часовой стрелке и на δ_{2m} против часовой стрелки, как показано на рисунке 3.15, а. Предположим, что изменение угла δ_1 происходит по синусоидальному закону, как показано на рисунке 3.15, б.

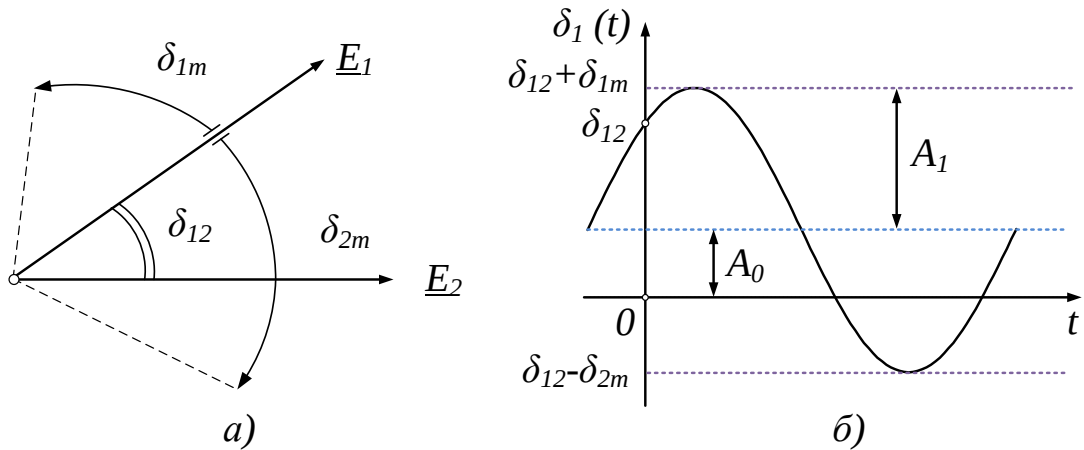


Рисунок 3.15 – Пояснения к выводу закона изменения взаимного угла между двумя частями моделируемой сети в режиме качаний

а) векторная диаграмма; б) изменение δ_1 с течением времени

В таком случае закон изменения угла $\delta_1(t)$ выглядит следующим образом:

$$\begin{cases} \delta_1(t) = (A_0 + \delta_{12}) + A_1 \sin(2\pi f_K t - \sin^{-1}(A_0/A_1)); \\ A_0 = 0.5(\delta_{1m} - \delta_{2m}); \\ A_1 = 0.5(\delta_{1m} + \delta_{2m}), \end{cases} \quad (3.3)$$

где параметр f_K характеризует скорость синхронных качаний. В системе (3.3) учтено, что численные значения δ_{1m} и δ_{2m} должны быть подставлены со знаком «плюс», тогда верхний предел вылета угла δ_1 составит $\delta_{12} + \delta_{1m}$, а нижний: $\delta_{12} - \delta_{2m}$.

Отметим, что для получения мгновенных значений напряжения и тока необходимо также учесть вращение векторов $\underline{E}_1$ и $\underline{E}_2$ с промышленной частотой. Для этого необходимо, во-первых, создать одномерный массив комплексных значений векторов ЭДС $\underline{e}_1$ и $\underline{e}_2$ для каждого момента времени от нуля до момента t_m , соответствующего времени окончания моделирования исследуемого режима:

$$\begin{cases} \underline{e}_{1k} = \sqrt{2}|\underline{E}_1|e^{j(\omega_0 t_i + \delta_1(t_i))}; \\ \underline{e}_{2k} = q\sqrt{2}|\underline{E}_1|e^{j\omega_0 t_i}, \end{cases}$$

где ω_0 – круговая частота, соответствующая промышленной частоте сети; j – мнимая единица; k – порядковый номер элемента в массиве.

Во-вторых, необходимо определить комплексные значения токов и напряжений в каждый момент времени:

$$\begin{cases} \underline{u}_{pk} = \underline{e}_{1k} - \underline{i}_{pk}\underline{Z}_1; \\ \underline{i}_{pk} = \frac{\underline{e}_{1k} - \underline{e}_{2k}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}, \end{cases}$$

где $\underline{u}_p$, $\underline{i}_p$ – соответственно массивы комплексных значений векторов напряжения и тока, подводимых к испытываемому устройству.

В соответствии с комплексным методом расчёта электрических цепей, мгновенные значения напряжения u_{pk} и тока i_{pk} можно сформировать путём

выделения мнимых составляющих комплексных значений напряжения и тока ($\underline{u}_p, \underline{i}_p$), рассчитанных на предыдущем шаге:

$$\begin{cases} u_{pk} = \text{Im}[\underline{u}_{pk}]; \\ i_{pk} = \text{Im}[\underline{i}_{pk}]. \end{cases}$$

Рассмотрим особенности применения методики формирования годографа синхронных качаний на примере проверки дистанционного органа выявления факта включения ЛИЭС на параллельную работу. На рисунке 3.16 приведена характеристика срабатывания ДО и показан годограф синхронных качаний для проверки корректности фиксации моделируемого режима.

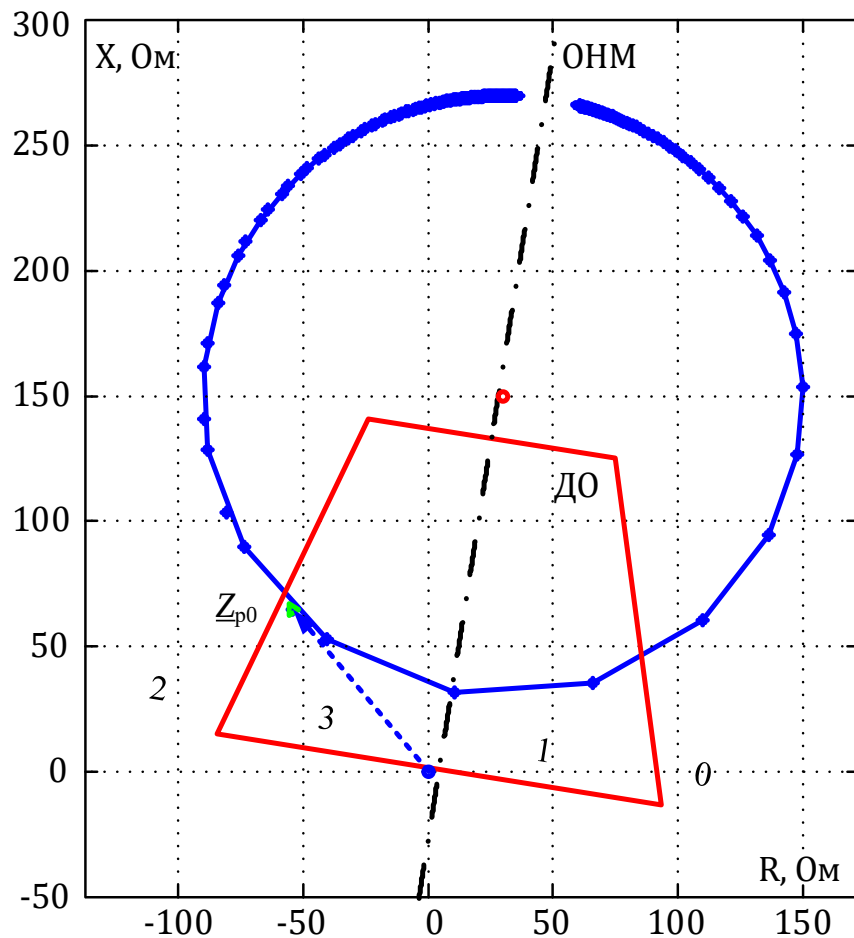


Рисунок 3.16 – Годограф вектора $\underline{Z}_p$, полученный при имитации синхронных качаний в случае $\delta_1 = 177^\circ, \delta_2 = 100^\circ, \delta_{12} = 1^\circ, \varphi_{\text{корр}} = 97^\circ$

Параметры годографа заданы следующим образом: радиус окружности, часть которой описывает годограф сопротивления, равен 120 Ом,

координаты центра $Z_0 = 30 + j150$ Ом, начальный угол $\underline{E}_1$ и $\underline{E}_2$ составляет 1° и 0° соответственно (ввод этих параметров определяет начальное положение вектора $\underline{Z}_p$ на годографе, на рисунке 3.16 его начальное положение показано радиус-вектором $\underline{Z}_{p0}$), угол корректировки [193] равен $\varphi_{\text{корр}} = 97^\circ$, параметр f_K выбран равным 1 с. Изменение значения $\varphi_{\text{корр}}$ позволяет вращать годограф с целью адаптировать его под заданный в параметрах срабатывания угол наклона характеристики ОНМ.

Материалы, полученные, при разработке способа проверки алгоритма, реализованного на основе контроля сопротивления и фиксирующего электромеханические переходные процессы (затухающие синхронные качания) при включении ЛИЭС на параллельную работу с внешней сетью, нашли отражение в работах [194-196].

3.3 Децентрализованное управление восстановлением целостности и нормального режима электрической сети с распределенной генерацией после ее аварийного или противоаварийного разделения

Для достижения успешной синхронизации электростанций малой мощности, активных частей сети, объектов с малой генерацией и последующего восстановления целостности сети предлагается способ децентрализованной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами [197]. В качестве прототипа способа принята работа [157], её недостатки:

- восстановление целостности сети при исходном отключении в сети множества выключателей (множественности разрывов) связей между генераторами становится невозможным;
- способ не позволяет восстанавливать целостность сети и нормальный режим при распаде сети на множество районов с генераторами ввиду неопределенности работы в общем случае;
- неопределенность и неоднозначность факта снижения зависимости изменений частоты от изменений выдаваемой генераторами мощности, как

признака перехода на параллельную работу частей сети, не обеспечивает надежность работы способа.

Техническим результатом предлагаемого способа является автоматическая синхронизация и восстановление нормального режима параллельной работы разделившихся частей электрической сети на удаленных коммутационных аппаратах без использования передачи данных и команд телеуправления ими при разделении сети на множество изолированных районов с генераторами и при множественных отключениях выключателей в электрической сети на связях между разделенными активными частями сети.

Поставленная задача решается за счет того, что в способе:

- балансирование послеаварийных режимов в отделившихся частях сети осуществляют средствами противоаварийного ограничения недопустимых отклонений частоты и напряжения,
- на генераторах разделенных частей создают согласованное периодическое низкочастотное изменение напряжения и частоты с разной для каждой отделившейся части частотой,
- затем осуществляют улавливание синхронизма аварийно разделенных активных частей электрической сети путем измерения разности частот, модулей и фаз векторов напряжений по концам коммутационных аппаратов, соединяющих части электрической сети,
- включают коммутационные аппараты при выполнении условий допустимости этих разностей,
- фиксируют переход на параллельную работу частей сети,
- переходят от регулирования частоты и напряжения на генераторах к регулированию перетока по сечению, связывающему ранее разделенные части, или к регулированию частоты и напряжения в объединенной сети.

При этом

- на выключателях электрической сети с автоматическим децентрализованным управлением коммутациями осуществляют разделение

времени их срабатывания в составе синхронизированных тактов времени, внутри которых каждому выключателю отводится свой временной квант времени на срабатывание,

- отключенные выключатели включаются при возникновении нормального напряжения с одной стороны исключительно в своем кванте времени, при возникновении нормального напряжения с двух сторон, выключатели включаются сразу при выполнении всех условий синхронизации связываемых выключателем источников,

- фиксация факта синхронизации контроллерами генераторов осуществляется по возникновению колебаний тока (активной мощности или сопротивления) с частотой электромеханического переходного процесса,

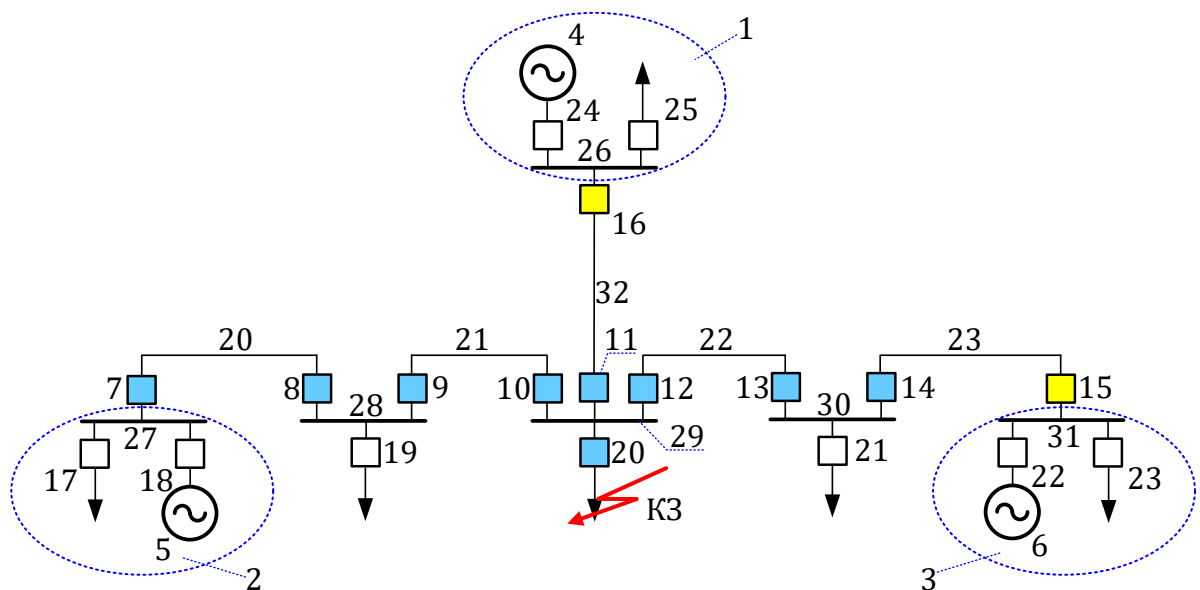
- регуляторы возбуждения и мощности генератора более низкого приоритета в группе генераторов, сканирующих условия синхронизации, переводятся в режим поддержания постоянной активной и реактивной мощности до истечения заданного времени восстановления целостности электрической сети,

- по истечении заданного времени восстановления целостности электрической сети на регуляторах всех генераторов восстанавливается нормальный режим регулирования частоты и мощности в электрической сети с множеством распределенных ранее генераторов.

Рассмотрим работу предлагаемого способа на конкретном примере схемы участка электрической сети (рис. 3.17), в которой после ее аварийного разделения осуществляется удаленная синхронизация аварийно разделившихся частей сети и восстановление нормального режима их параллельной работы (с выделением синим цветом отключенных выключателей после возникновения короткого замыкания на фидере нагрузки за выключателем 20) [198].

Схема электрической сети содержит: 1,2,3 – ЛИЭС в составе района электрической сети или ТИЛИЭС, 4,5,6 - управляемые контроллерами генераторы, с выключателями 18,22,24, подключенными к шинам 26,27,31,

17,19,20,21,23,25 - выключатели фидеров нагрузки, подключенные к шинам 26,27,28,29,30,31, 7,8,9,10,11,12,13,14,15,16 - сетевые выключатели с автоматикой улавливания синхронизма, подключенные к шинам 26,27,28,29,30,31, 20,21,22,23,32 - линии электропередачи, связывающие через выключатели шины объектов электрической сети 26,27,28,29,30,31. Коммутационное состояние выключателей соответствует послеаварийному режиму с разделением сети на три активные части (1,2,3) и три пассивные (шины 28, 29, 30) после отключения КЗ на фидере нагрузки за выключателем (20). Желтым цветом выделены сохранившее включенное состояние выключатели, синим – отключенные по факту снижения напряжения в результате возникновения КЗ.



При возникновении аварийного возмущения (КЗ) за выключателем 20 по факту снижения напряжения ниже уставки быстродействующими защитами отключается группа выключателей (8,9,10,11,12,13,14 рис. 3.17). Происходит разделение сети на три активных части (ЛИЭС 1,2,3) и две пассивных части (шины 28,29). Контроллеры генераторов (4,5,6) по факту снижения напряжения запускают согласованное низкочастотное регулирование частоты (АРС) и напряжения (АРВ) (частоты для генераторов индивидуальны, например, 0.03, 0.02, 0.01 Гц) в пределах допустимых диапазонов их изменения. Также по факту восстановления напряжения контроллерам сетевых выключателей разрешается включение в синхронизированных тактах времени на интервалах своего кванта времени.

В первом такте времени (при варианте 1 распределения квантов времени их срабатывания в синхронизированном такте времени, представленного на рисунке 3.18) последовательно включаются выключатели с односторонним напряжением - 8, следом 9, следом 10. На выключателе 11 запускается улавливание выполнения условий синхронизации, т.к. напряжение появляется с двух сторон отключенного выключателя, далее включается 12, следом 13. На выключателе 14 запускается улавливание выполнения условий синхронизации, т.к. напряжение появляется с двух сторон отключенного выключателя.

После появления напряжения на шине 29, на выключателе 20 срабатывает его АПВ, но, в случае неустранившегося КЗ, выключатель отключается с ускорением, сохраняя включенное состояние остальных сетевых выключателей (рис. 3.18). На рисунке 3.18 зеленым цветом выделены включенные в последовательном процессе восстановления целостности сети сетевые выключатели с односторонним нормальным напряжением перед включением. Красным – выключатели с разрывом связей между активными частями сети, на которых включение возможно только с улавливанием синхронизма.

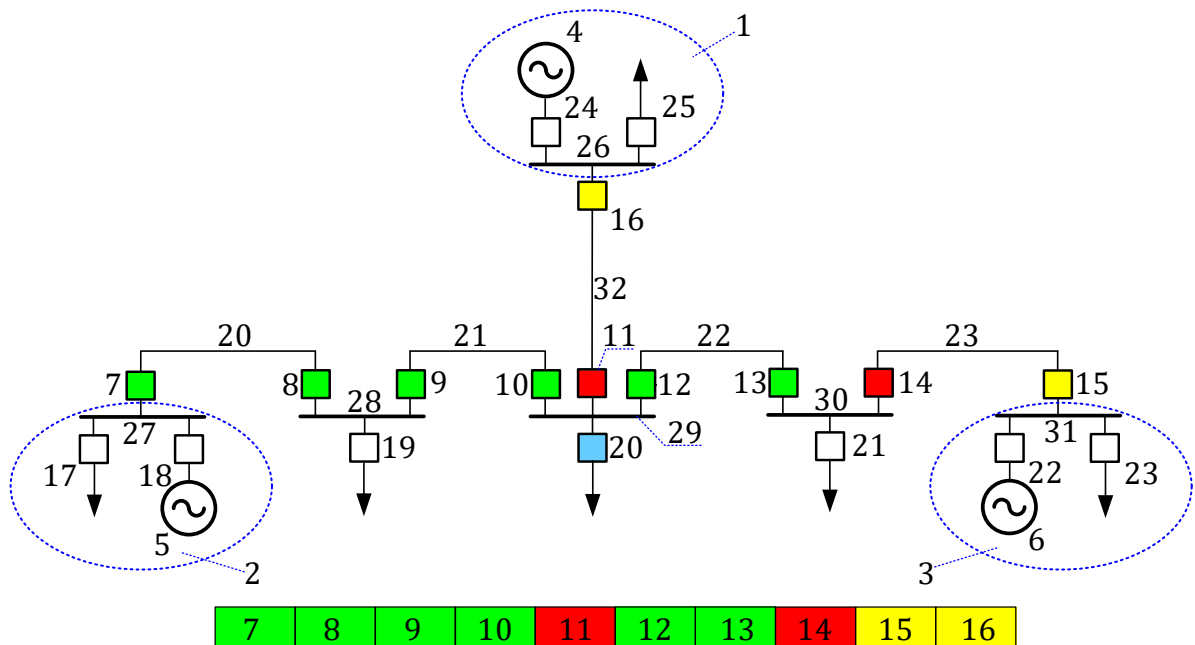


Рисунок 3.18 – Пример коммутационного состояния участка электрической сети после последовательного срабатывания сетевых выключателей с нормальным напряжением с одной стороны (вариант 1)

На рисунке 3.19 представлено коммутационное состояние схемы сети после последовательного срабатывания сетевых выключателей с нормальным напряжением с одной стороны выключателя в процессе восстановления нормального режима в такте времени для варианта 2 распределения квантов времени их срабатывания.

На рисунке 3.20 представлена структура варианта 3 в двухтактовом процессе восстановления целостности и нормального режима электрической сети с указанием кванта времени для каждого сетевого выключателя. Зеленым цветом выделены выключатели, которые включились в текущем синхронизированном такте. Выключатели, которые не включились (из-за отсутствия на них напряжения с двух сторон) отмечены на тактовой диаграмме белой заливкой (рис. 3.20). Отмеченные на тактовой диаграмме кванты с зелёной штриховкой символизируют о включении соответствующих выключателей в рамках заданных квантов предыдущего такта. Таким образом, вне зависимости от порядка прохождения квантов внутри такта времени сборка сети до трёх активных частей обеспечивается.

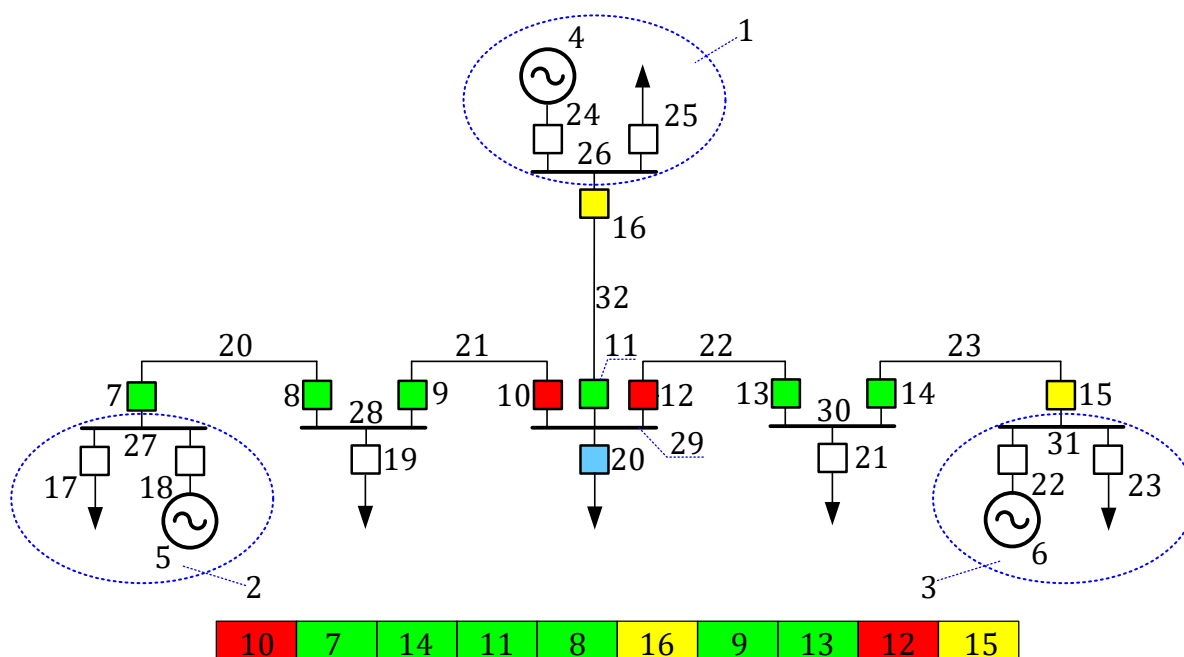


Рисунок 3.19 – Пример коммутационного состояния участка электрической сети после последовательного срабатывания сетевых выключателей с нормальным напряжением с одной стороны (вариант 2)

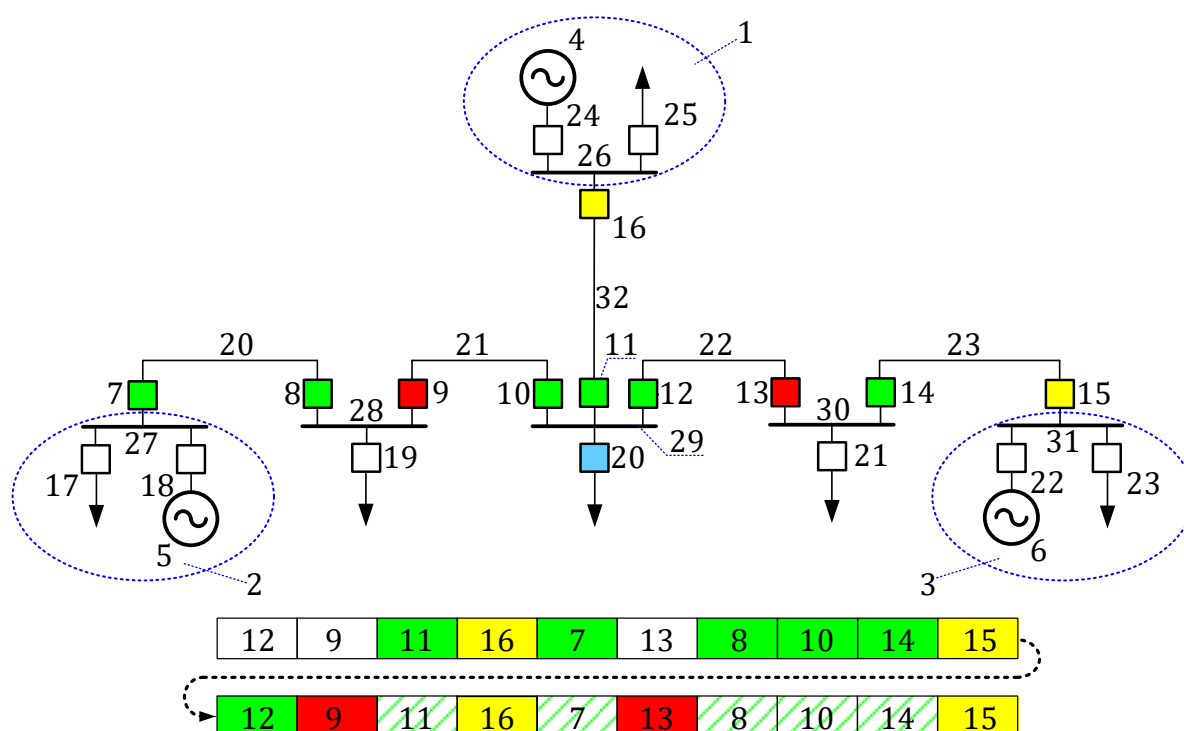


Рисунок 3.20 – Пример коммутационного состояния участка электрической сети после последовательного срабатывания сетевых выключателей с нормальным напряжением с одной стороны (вариант 3) в двух тактах времени

В результате согласованного низкочастотного регулирования частоты и напряжения на генераторах 4,5,6 в пределах допустимых диапазонов их изменения выполняются условия синхронизации, например, на выключателе 11. Происходит его включение, что приводит к возникновению параллельной работы генераторов 4,5 и проявлению затухающего переходного электромеханического процесса в токах генераторов. По факту возникновения частоты электромеханического процесса в токе контроллеры генераторов 4,5 прекращают согласованное низкочастотное регулирование частоты и напряжения в пределах допустимых диапазонов их изменения и переводят регуляторы возбуждения и мощности в состояние регулирования нормального режима сети.

Далее в результате согласованного низкочастотного регулирования частоты и напряжения на генераторе 6 в пределах допустимых диапазонов их изменения выполняются условия синхронизации на выключателе 14. Происходит его включение, что приводит к возникновению параллельной работы генераторов 4,5,6 и затухающего переходного электромеханического процесса в токе генератора 6. По факту возникновения частоты электромеханического процесса в токе контроллер генератора 6 прекращает согласованное низкочастотное регулирование частоты и напряжения в пределах допустимых диапазонов их изменения и переводит регуляторы возбуждения и мощности в состояние регулирования нормального режима сети.

В рассматриваемых примерах (рис. 3.18, 3.19), срабатывание всех сетевых выключателей с односторонним нормальным напряжением произошло в одном синхронизированном такте времени. При использовании, например, вакуумных выключателей со временем срабатывания на отключение и включение (с учетом времени срабатывания автоматики) 0.06 с квант времени при запасе по времени, например, 0.04 с составляет $0.06 + 0.06 + 0.04 = 0.16$ с, а длительность синхронизированного такта времени с учетом всех сетевых выключателей составит $10 \cdot 0.16 = 1.6$ с. Максимальное

время синхронизации можно оценить, как половину наибольшего периода сканирования условий синхронизации. Для рассматриваемого примера оно составит

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0.01} = 50 \text{ с.}$$

Полное максимальное время восстановления целостности и нормального режима сети для вариантов 1 и 2 расположения квантов времени для сетевых выключателей внутри синхронизированного такта времени составит $50 + 1.6 = 51.6 \text{ с}$, т.е. около одной минуты.

Для варианта 3 также понадобилось 2 такта времени для выявления сетевых выключателей, на которых должна произойти синхронизация с улавливанием синхронизма, т.е. $2 \cdot 1.6 = 3.2 \text{ с}$, однако это практически не сказывается на общем времени, т.к. включение выключателей происходит на начальной стадии сканирования, когда возникновение условий синхронизации еще невозможно. Варианты 2, 3 приведены для доказательства того, что распределение квантов времени выключателей внутри синхронизированного такта может производиться произвольно и влияет лишь на количество необходимых для восстановления сети тактов времени при том или ином возмущении.

Таким образом, контроллеры коммутационных аппаратов генераторов, сетевых выключателей не взаимодействуют между собой, но совместно выполняют автоматическую децентрализованную синхронизацию генерирующих устройств и восстановление целостности и нормального режима электрической сети при ее исходном разделении на множество электрически изолированных частей с генераторами и при множественных отключениях выключателей в электрической сети на связях между разделенными активными частями сети. Необходимым условием успешности восстановления целостности сети при этом является эффективная синхронизация разделившихся частей.

3.4 Способ релейной защиты оборудования самовосстанавливающейся сети с малой генерацией

Во взаимодействии с автоматикой опережающего сбалансированного отделения ЛИЭС предлагается способ релейной защиты линий электропередачи с двухсторонним питанием в сетях с распределённой малой генерацией, как управляемое противоаварийное разделение на отдельные активные и пассивные части с последующим децентрализованным автоматическим самовосстановлением схемы и нормального режима.

При разработке способа РЗ основной задачей ставилось её упрощение на линиях электропередачи (ЛЭП) электрических сетей (ЭС) с распределенной генерацией, повышение надежности электроснабжения потребителей в ЭС, снижение времени восстановления целостности и нормального режима ЭС путем исключения необходимости селективного отключения поврежденных линий электропередачи с ее заменой на отключение группы элементов в районе сети с признаками возникновения аварийного режима в результате повреждения элемента при согласованном общем способе управления работой РЗ линий электропередачи и ПА в ЭС с распределенной генерацией.

По принципу своего действия обобщенно можно сказать, что релейная защита осуществляет выявление признаков внутреннего короткого замыкания. Выявление признаков внутреннего КЗ устройством РЗ осуществляется, например, за счёт фиксации увеличения тока, уменьшения напряжения, снижения отношения между напряжением и током в месте установки защиты с последующим селективным отключением поврежденного элемента от источников питания. Селективность действия РЗ, установленной на объекте электроэнергетической сети, 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 устройств РЗ, или контроля угла между измеряемым током и напряжением, либо их сочетанием [89].

Однако указанным способом в замкнутых электрических сетях и в сетях с распределенной генерацией, содержащих ЛЭП с двухсторонней подпиткой при многообразии режимов обеспечить селективность действия РЗ без дифференциальных защит в общем случае практически невозможно. В таких сетях невозможно заранее на этапе проектирования и параметрирования устройств РЗ оценить 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 противоаварийной автоматики, приводя к избыточным отключениям нагрузки, делениям сети и увеличению времени восстановления электроснабжения и нормального режима ЭС. Применение на ВЛ защит с абсолютной селективностью значительно удорожает РЗ.

В [154] представлен способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов с внешней электрической сетью путем опережающего сбалансированного отключения от внешней сети при возникновении в ней аварийных возмущений (например, КЗ). То есть, в режиме КЗ в сетях с распределённой генерацией отключится не только поврежденный элемент (линия, трансформатор или генератор), но и участок сети с собственной генерацией. К недостаткам предложенного способа можно отнести то, что в указанном способе при восстановлении нормального режима во внешней сети с параметрами (напряжение, частота), отличными от номинальных значений, ранее отделившиеся синхронные генераторы со своей сбалансированной нагрузкой сохраняют островной режим и не участвуют в восстановлении нормального режима сети в целом.

Кроме того, ранее предложен способ восстановления целостности и нормального режима электрической сети с распределенной генерацией [197], являющийся прототипом предлагаемого изобретения и заключающийся в

осуществлении 3-х этапного восстановления целостности и нормального режима электрической сети.

На первом этапе осуществляется восстановление сети вокруг отключенных источников энергии до сечений с двухсторонним питанием, на втором – последовательно выполняется активная синхронизация активных частей сети в разделяющих их сечениях и на третьем – восстановление работы систем регулирования частоты и напряжения для параллельного режима.

Однако указанный способ сохраняет требования к селективности РЗ ЛЭП электрической сети. Обеспечение селективности отключения линий за счет задержек по времени срабатывания, или, например, при отказе выключателя поврежденного элемента сети, либо при КЗ в зоне нечувствительности быстродействующих защит, приводит к существованию аварийного режима с длительностью, достаточной для срабатывания резервных защит генерирующих установок в электрической сети с их последующим массовым отключением, нарушением электроснабжения потребителей, увеличением длительности восстановления сети и электроснабжения потребителей.

Таким образом, вопросы обеспечения селективности устройств РЗ в сетях с распределённой генерацией необходимо рассматривать комплексно с мероприятиями по противоаварийному управлению.

Основной задачей предлагаемого способа является упрощение РЗ линий электропередачи электрических сетей с распределенной генерацией путем исключения необходимости селективного отключения поврежденных элементов (т.е. исключается необходимость установки защит линий с абсолютной селективностью – дифференциальных, либо адаптивных защит, требующих получение информации о конфигурации сети в режиме реального времени по информационным каналам), повышение надежности электроснабжения потребителей в ЭС, снижение времени восстановления целостности и нормального режима ЭС путем исключения необходимости

селективного отключения поврежденных линий электропередачи с ее заменой на отключение группы элементов в районе сети с признаками возникновения аварийного режима в результате повреждения элемента при согласованной общим способом управления работе РЗ ЛЭП и ПА в электрической сети с распределенной генерацией [199].

Поставленная цель достигается тем, что в предлагаемом способе выявляют аварийные признаки КЗ в электрической сети, отключают генераторы и/или группы генераторов со сбалансированной нагрузкой, линии электропередачи, трансформаторы, фидеры нагрузки, отключенные выключатели линий электропередачи с односторонним нормальным напряжением включают в своих квантах времени, на генераторах или группах генераторов, отделившихся с собственной нагрузкой при сбалансированном противоаварийном отключении от сети, производят регулирование частоты и напряжения для создания условий срабатывания на включение выключателей с двухсторонним питанием при улавливании синхронизма, отключенные выключатели с двухсторонним нормальным напряжением включают с улавливанием синхронизма, по признакам возникновения параллельной работы генераторов при включении выключателей регуляторы частоты и напряжения переводят в обычный режим регулирования при параллельной работе, при этом после возникновения короткого замыкания сначала осуществляют отключение генераторов и/или групп генераторов со сбалансированной нагрузкой, затем селективно отключают трансформаторы, фидеры нагрузки, затем производят неселективное отключение линий электропередачи в районах с аварийными параметрами напряжения, запускают такты повторного включения выключателей линий электропередачи, выключатели линий электропередачи с односторонним нормальным напряжением повторно включают внутри квантов своего времени с контролем отсутствия короткого замыкания и, при выявлении его признаков, выключатель вновь отключают без задержки в срабатывании с блокировкой автоматического повторного включения.

Рассмотрим работу предлагаемого способа на примере кольцевой схемы электрической сети, представленной на рисунке 3.21.

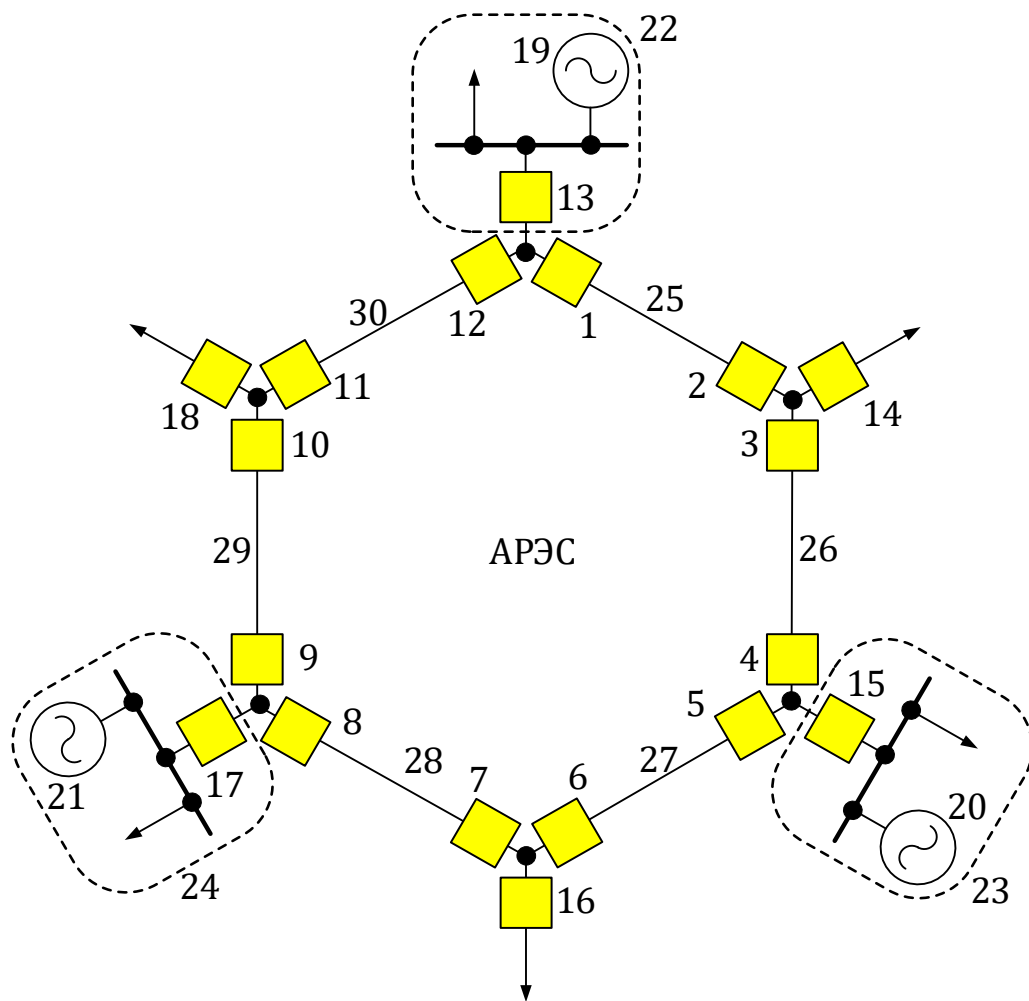


Рисунок 3.21 – Рассматриваемая схема активной распределительной электрической сети в доаварийном режиме работы

- 1,2,3,4,5,6,7, – сетевые выключатели с установленными на них устройствами РЗ и автоматикой АПВ с улавливанием синхронизма;
- 8,9,10,11,12 – выключатели с установленными на них устройствами АОСД и автоматикой АПВ с улавливанием синхронизма районов электрических сетей с генерацией (22,23,24);
- 13,15,17 – генераторы, управляемые контроллерами;
- 14,16,18 – выключатели фидеров нагрузки;
- 25,26,27,28, – линии электропередачи, связывающие через выключатели объекты электрической сети.
- 29,30

АРЭС (рис. 3.21) состоит из трёх ЛИЭС (22, 23, 24) и шести ЛЭП. Генераторы ЛИЭС 19, 20, 21 работают параллельно в общей сети. Коммутационное состояние выключателей соответствует доаварийному режиму работы (все включены, выделены желтым).

Допущения по временам срабатывания РЗ, автоматики для рассматриваемого примера представлены в таблице 3.3, где, $t_{\text{сраб}}$ – задержка на срабатывание, $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения:

Таблица 3.3 – Предельные времена срабатывания защиты и автоматики оборудования рассматриваемой сети

Назначение	$t_{\text{сраб}}, \text{с}$	$t_{\text{откл}}, \text{с}$
Отключение сетевого выключателя ЛЭП	0.07	0.12
Отключение сетевого выключателя ЛЭП с ускорением в случае неуспешного повторного включения	0	0.07
Сбалансированное с собственной нагрузкой отключение от сети автоматикой АОСД генерирующих установок по признакам КЗ в электрической сети	0	0.06
Задержка на аварийное отключение энергоблоков генерирующих установок по признакам КЗ в электрической сети (снижение напряжения прямой последовательности ниже порога срабатывания или повышение напряжения обратной последовательности выше уставки)	0.1	0.13
Время селективного отключения от сети фидера нагрузки или трансформатора	0	0.09

При принятии времен и условий срабатывания РЗ, ПА, и защиты энергоблока генерирующей установки (табл. 3.3) учитывались следующие требования:

- отключение генерирующих установок от сети должно производиться до отключения КЗ во избежание возникновения опасных ударных электромагнитных моментов на валу генераторов в результате выбега угла ротора за время КЗ;
- селективное отключение фидеров нагрузки и трансформаторов при внутреннем КЗ должно производиться после опережающего отделения от сети генерирующих установок в зоне аварийных отклонений напряжения в электрической сети во избежание в результате выбега угла ротора за время КЗ возникновения опасных ударных электромагнитных моментов на валах генераторов, возникающих после селективного отключения повреждённого фидера или трансформатора при сохранении ЛИЭС в работе;
- время отключения сетевого выключателя линии электропередачи с ускорением должно быть меньше времени срабатывания неселективной защиты линий электропередачи в зоне аварийных отклонений напряжения в электрической сети при его неускоренном отключении во избежание повторных отключений неповрежденных линий электропередачи в цикле восстановления целостности сети.

При возникновении КЗ на ЛЭП 29 образуется зона сети 31 с аварийными отклонениями параметров (рис. 3.22), например, происходит снижение напряжения прямой последовательности или повышение напряжения обратной последовательности до уровня, при котором невозможно существование нормального режима. Для района электрической сети с генерацией 24, находящейся в зоне 31, автоматика опережающего сбалансированного деления опережающим образом отключает этот район от сети (рис. 3.22), воздействуя на выключатель 17 со временем 0.06 с.

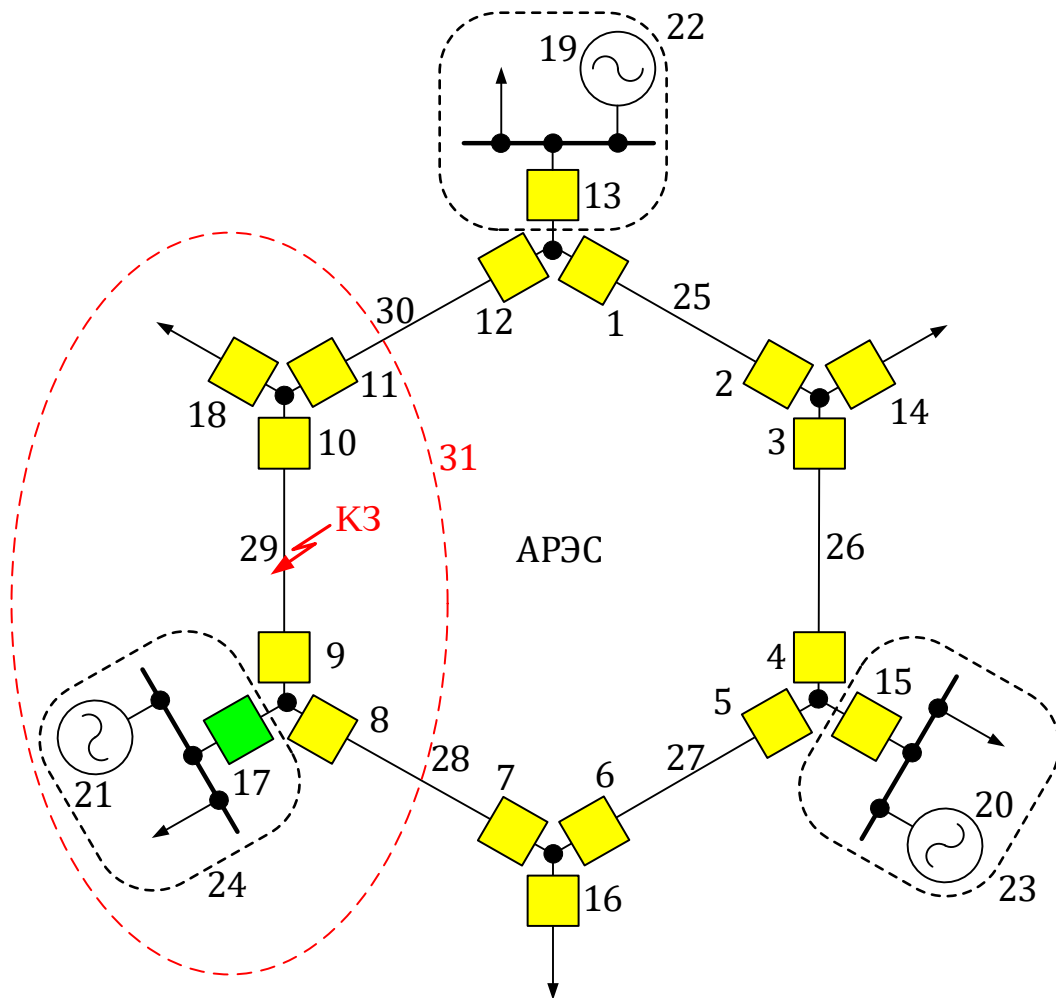


Рисунок 3.22 – Рассматриваемая схема электрической сети в момент КЗ

Зеленым цветом выделен выключатель (17), отключенный в результате действия АОДС, пунктирной линией (31) выделена зона сети с аварийными отклонениями параметров.

Примем, что быстродействующие ступени устройств РЗ, действующих на отключение выключателей линий связи и фидеров нагрузки, реагируют на снижение напряжения прямой последовательности и увеличение напряжения обратной последовательности. Тогда в зоне сети с КЗ (31) без учета селективности они подействуют на отключение соответствующих выключателей (рис. 3.23), а именно устройства РЗ, установленные на ЛЭП (28,29,30) и действующие на сетевые выключатели 8, 9, 10, 11, и устройство РЗ, установленное на фидере нагрузки (18), срабатывающее, несмотря на то, что по фидеру не протекает аварийный ток КЗ.

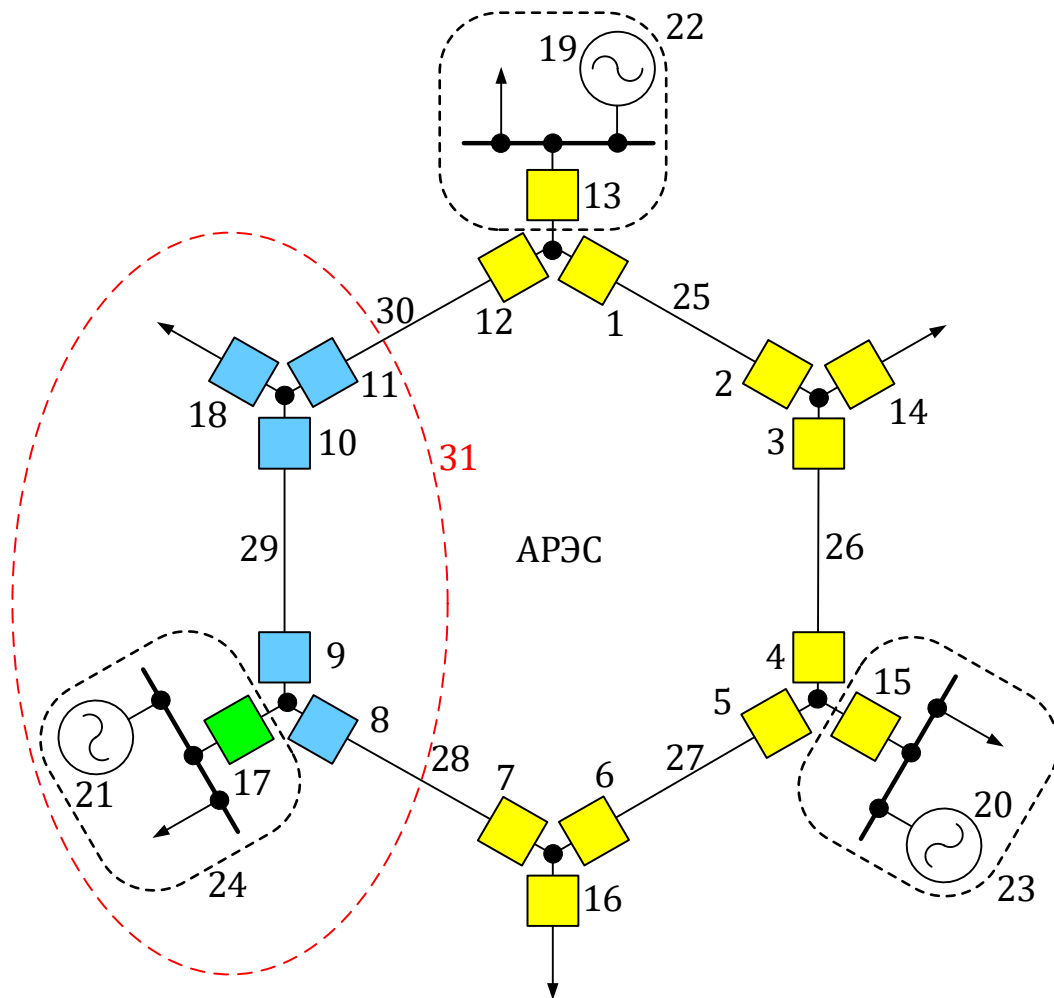


Рисунок 3.23 – Рассматриваемая схема электрической сети с коммутационным состоянием после действия РЗ

Синим цветом выделены выключатели, отключенные от устройств РЗ в зоне сети с аварийными отклонениями параметров (8,9,10,11,18).

Вопрос восстановления селективности ранее отработавших устройств РЗ должен решаться совместно с вопросом исключения одновременного включения выключателей неповрежденных элементов (необходимо для исключения возможности несинхронного включения отдельных частей АРЭС с вращающейся генерацией на параллельную работу). Для этого примем, что в заданный интервал времени (*квант*) может включаться только один выключатель при фиксации напряжения на нём только с одной из сторон. Тогда совокупность квантов всех выключателей, участвующих в восстановлении селективности РЗ, образуют *такт* времени. В рамках бесконечного цикла по окончании одного такта синхронно для всех

устройств релейной защиты и автоматики, участвующих в процессе автоматического восстановления сети, начинается последующий аналогичный такт времени.

В качестве примера зададим, что для восстановления селективности РЗ и сборки сети внутри одного такта времени включены кванты всех выключателей рассматриваемой схемы АРЭС (рис. 3.21). На рисунке 3.24 обозначены кванты внутри такта времени и их очередность, в которых разрешается включение выключателей ЛЭП (1 ... 12), выключателей связи ЛИЭС с внешней сетью (13, 15, 17) и выключателей нагрузки (14, 16, 18). В примере принято, что квант времени с учетом принимаемой задержки на включение составляет, например, 0.12 с (по 0.06 с для вакуумных выключателей с учетом срабатывания пусковых органов на включение и отключение). Общая продолжительность такта времени – $0.12 \cdot 18 = 2.16$ с.

В первом такте времени после отключения выключателей от РЗ (при предложенном варианте распределения квантов (рис. 3.24) и устранившемся КЗ, момент отключения которого совпал с разрешающим квантом сетевого выключателя 2), последовательно включаются сетевые выключатели с односторонним напряжением 8, следом 9, далее 10. Выключатель 11 не включается, так как к моменту начала разрешающего кванта напряжение фиксируется с двух сторон отключенного выключателя, и, как следствие, разрешается автоматическое повторное включение только с улавливанием синхронизма, но уже без ограничения его работы только в разрешающем временном кванте. При достижении кванта номер 18 внутри такта времени (рис. 3.24) и при условии нормальности напряжения и частоты (под нормальностью здесь понимается попадание контролируемых параметров в диапазоны допустимых значений для заданной нагрузки, необходимо вводить на этапе конфигурирования устройства управления) на отключенном выключателе фидера нагрузки 18 (рис. 3.25) интеллектуальное устройство автоматики, установленное на нём, осуществляет порционное повторное включение ранее отключенных нагрузок данного фидера. Выключатели,

поочередно включенные в соответствии с рассматриваемым вариантом такта (рис. 3.24), на рисунке 3.25 отмечены красным цветом.

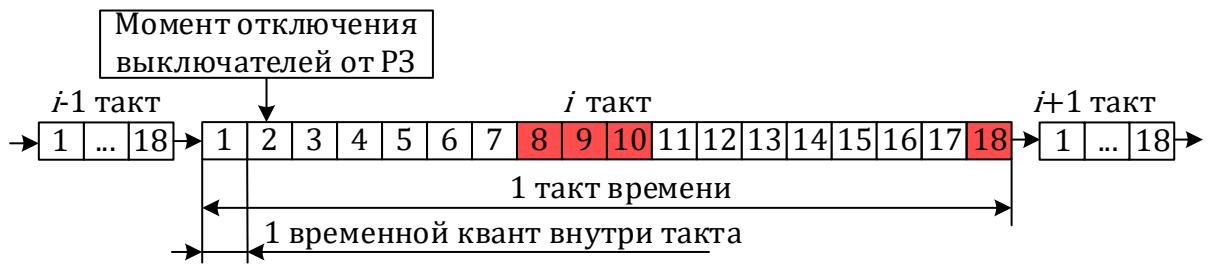


Рисунок 3.24 – Вариант распределения срабатываний выключателей по квантам в такте времени после устранившегося КЗ

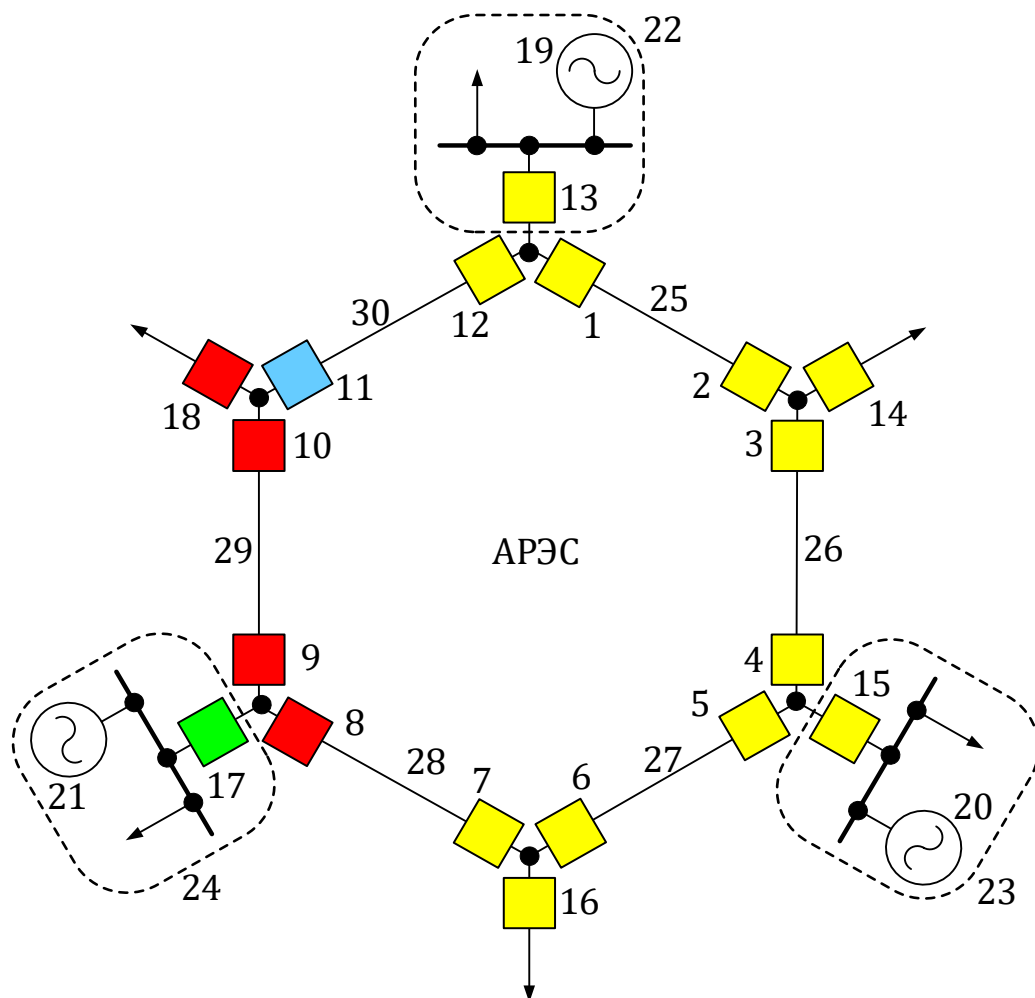


Рисунок 3.25 – Пример коммутационного состояния участка электрической сети после последовательного включения выключателей с нормальным напряжением с одной стороны после устранившегося КЗ

Для принятого ранее варианта количества и чередования квантов на включение выключателей внутри такта времени (рис. 3.24) рассмотрим случай неустранившегося КЗ на линии 29 – здесь процесс восстановления селективности РЗ занимает 2 временных такта.

В момент возникновения КЗ, в первую очередь, действием АОСД отключится от внешней сети ЛИЭС 24, находящаяся в зоне аварийного снижения напряжения 31 путем управления выключателем 17 (рис. 3.22). В первом такте времени после отключения выключателей от РЗ (рис. 3.23) последовательно включаются сетевые выключатели с односторонним напряжением 8, следом 9. РЗ, установленная на выключателе 9, повторно реагирует на КЗ и без выдержки времени отключает выключатель 9 с запретом участия в процессе включения внутри такта времени. Следом за выключателем 9 осуществляется включение выключателя 11 (на выключателе 10 в момент существования его разрешающего такта напряжение отсутствует с двух сторон). При достижении кванта номер 18 внутри первого такта времени (рис. 3.26) с момента отключения выключателей после КЗ и при условии нормальности напряжения и частоты на отключенном выключателе фидера нагрузки 18, интеллектуальное устройство автоматики, установленное на нём, осуществляет порционное повторное включение ранее отключенных нагрузок данного фидера. При достижении кванта номер 10 внутри второго такта времени (рис. 3.26) с момента отключения выключателей после КЗ осуществляется попытка включения выключателя 10. Установленная на нём РЗ повторно реагирует на КЗ и без выдержки времени отключает выключатель 10 с дальнейшим запретом участия в процессе включения внутри такта времени. На рисунке 3.26 кванты, отмеченные красным цветом, отражают успешность включения соответствующих выключателей при фиксации напряжения с одной стороны, а красно-синим – кванты, в которых включение выключателей оказалось unsuccessful (сработала РЗ с выдачей запрета повторного включения).

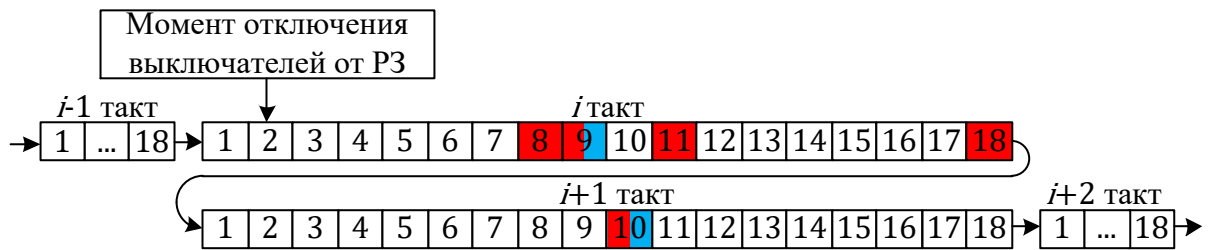


Рисунок 3.26 – Вариант распределения срабатываний выключателей по квантам в такте времени после неустранившегося КЗ

Итоговое коммутационное состояние АРЭС в процессе двухтактной сборки после неустранившегося КЗ представлено на рисунке 3.27, где синим цветом с перекрестным зачеркиванием выделены выключатели, автоматикам которых запрещено участие в процессе включения внутри такта времени.

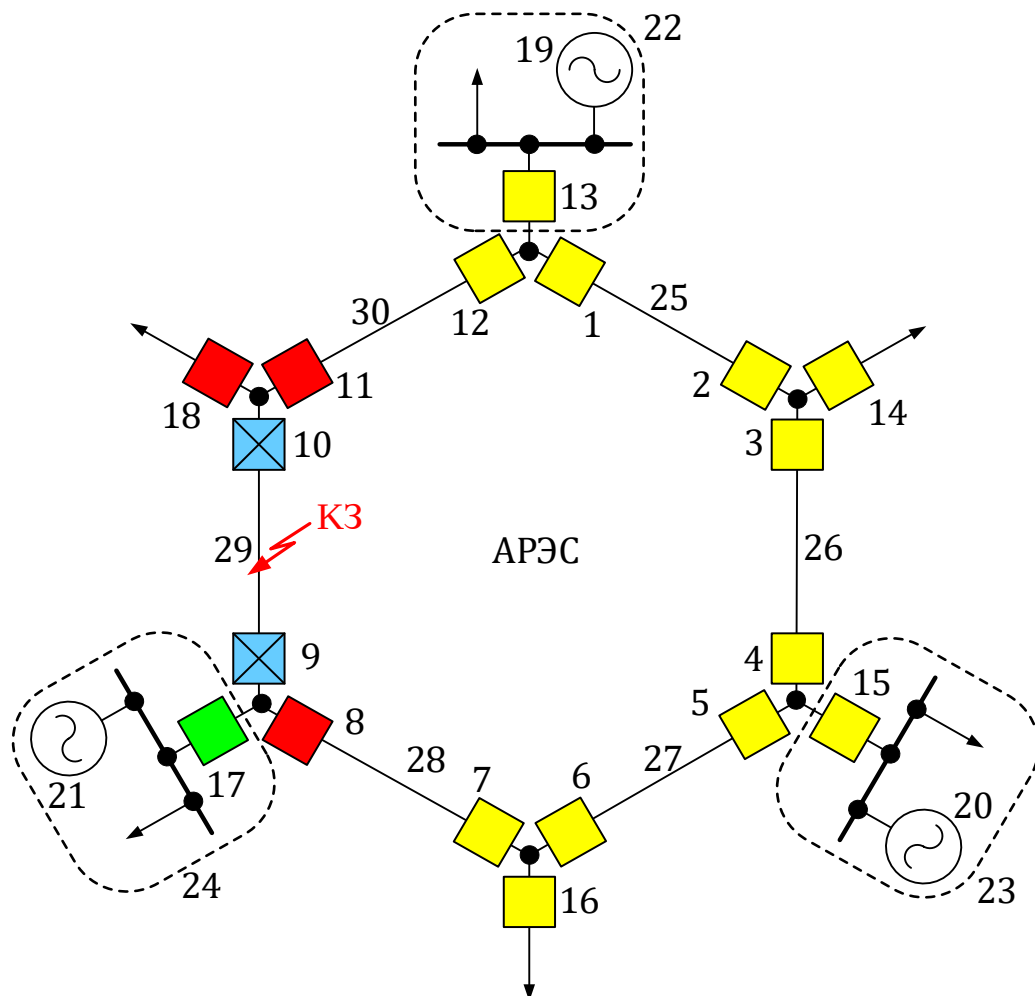


Рисунок 3.27 – Пример коммутационного состояния участка электрической сети после последовательного срабатывания сетевых выключателей с нормальным напряжением с одной стороны после неустранившегося КЗ

Далее, при возникновении нормального напряжения и частоты со стороны внешней сети относительно выключателя 17 автоматика района электрической сети с генерацией 24 включает ее с синхронизацией на параллельную работу с сетью путем включения выключателя 17 (рис. 3.28 для случая устранившегося КЗ, рис. 3.29 – для неустранившегося КЗ). В случае невозможности синхронизации района электрической сети с генерацией 24 по истечению заданного промежутка времени в изолированных активных частях сети 24 и параллельно работающих (22, 23) запускается сканирующая синхронизация и при выполнении условий синхронизации выключатель 17 включается.

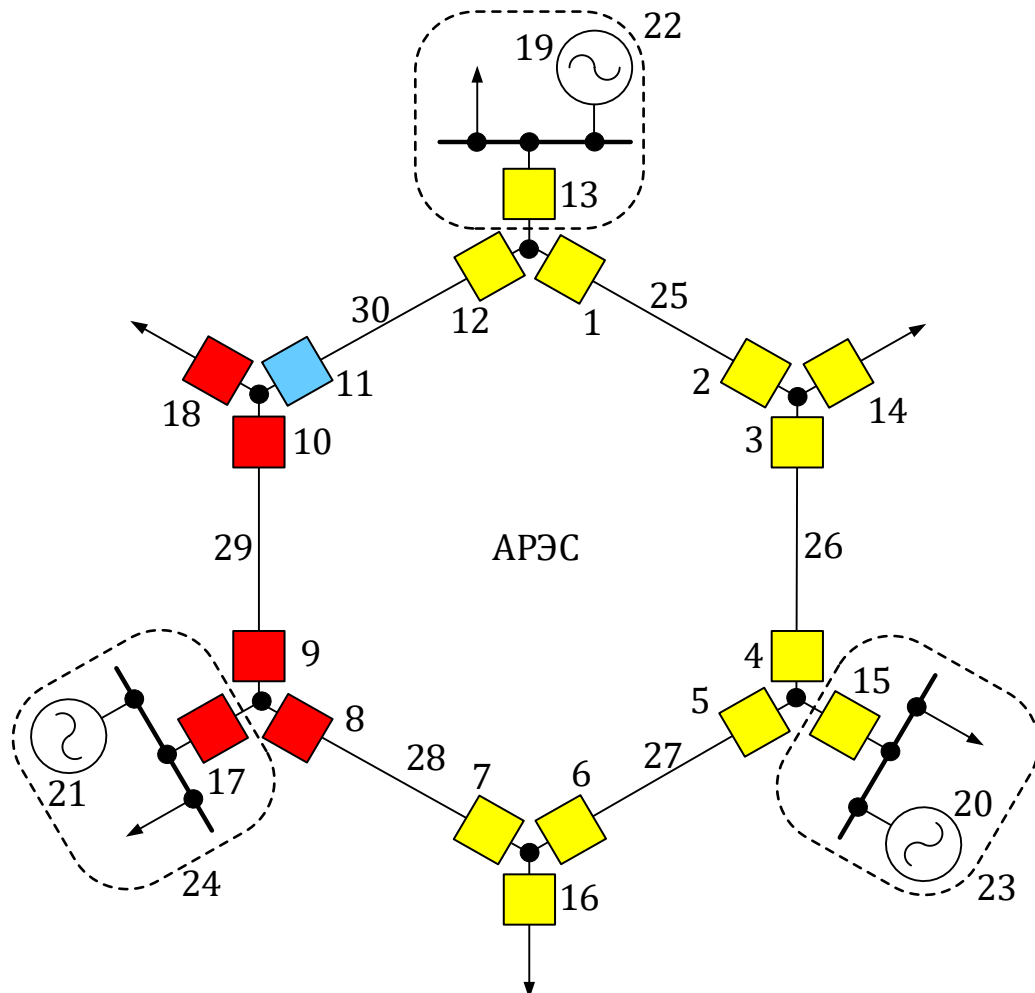


Рисунок 3.28 – Пример итогового коммутационного состояния участка электрической сети после последовательного срабатывания выключателей с нормальным напряжением с одной стороны в режиме устранившегося КЗ

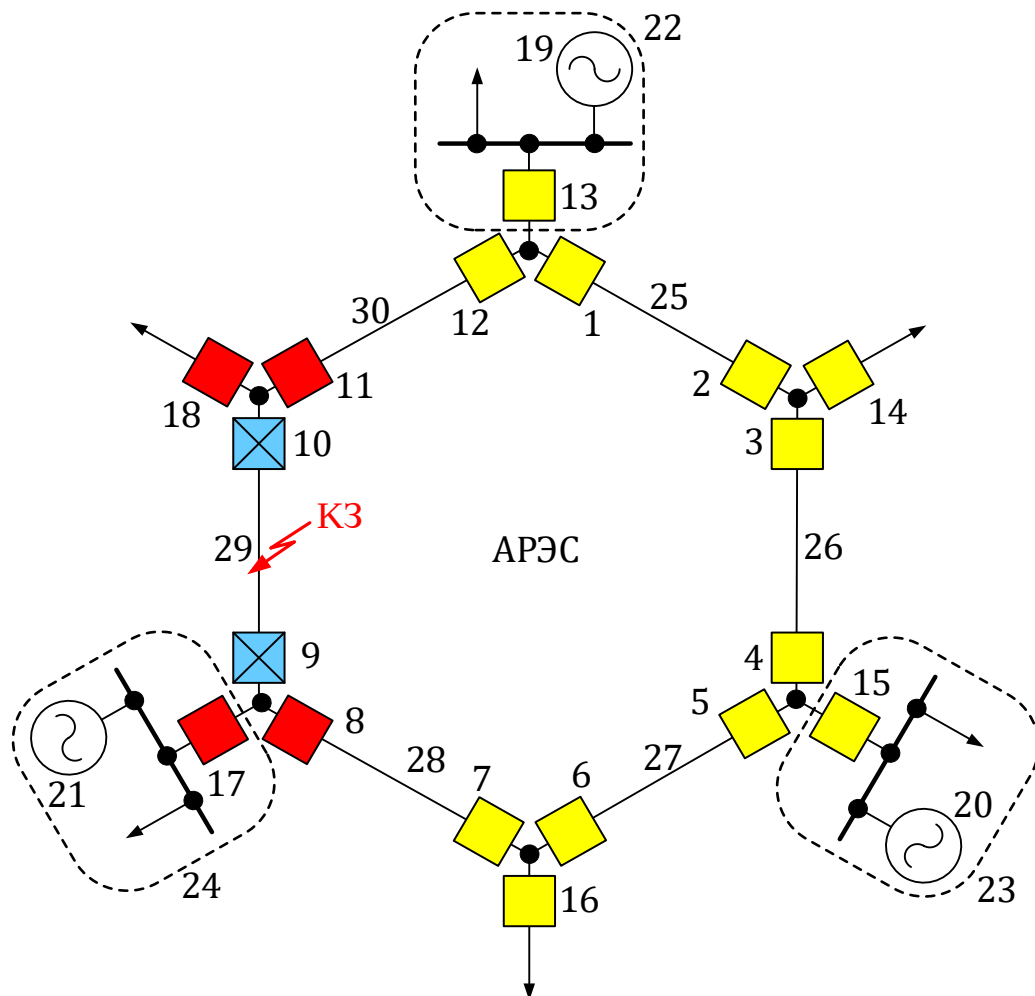


Рисунок 3.29 – Пример итогового коммутационного состояния участка электрической сети после последовательного срабатывания выключателей с нормальным напряжением с одной стороны в режиме неустранившегося КЗ

При устранившемся КЗ в результате предложенного способа комплексного управления и защиты объектами электрической сети селективность действия РЗ участка электрической сети (рис. 3.28) восстановлена (автоматическое включение выключателя 11, несмотря на равенство частот напряжений по его концам, невозможно при существенном отклонении напряжений как по модулю, так и по углу – для этого необходимо обеспечить локальный баланс реактивной мощности в соответствующих районах сети). При неустранившемся КЗ по результатам вышеперечисленных действий селективность действия РЗ участка

электрической сети (рис. 3.29) восстановлена, поврежденная ЛЭП 29 обесточена. В обоих случаях осуществлено максимальное восстановление электроснабжения потребителей.

На рисунке 3.24 внутри такта времени включены разрешающие кванты для всех выключателей рассматриваемой сети (линий, ЛИЭС и нагрузки). Возникает вопрос о целесообразности такого набора. Во-первых, из него можно исключить разрешающие кванты включения фидеров нагрузки (14, 16, 18), ведь они и так будут включаться при достижении частоты и напряжения в питающих узлах нормального уровня (включение рекомендуется осуществлять порционно с задержкой по времени). Во-вторых, из рассматриваемого такта можно исключить разрешающие кванты выключателей связи ЛИЭС с внешней сетью (13, 15, 17). В таком случае может возникнуть ситуация несинхронного включения частей на параллельную работу в процессе восстановления сети (например, при одновременном автоматическом включении выключателей 8 и 17, рис. 3.28).

Для данной ЛИЭС также опасно одновременное включение выключателей 9 и 17. Других вариантов нет, а при включении любого из выключателей 8, 9 на шинах ЛИЭС 24 со стороны сети появляется напряжение, запускающее процедуру синхронного включения выключателя 17. Таким образом, главным правилом автоматического включения выключателя связи ЛИЭС с внешней сетью при отсутствии напряжения в последней и наличии напряжения со стороны ЛИЭС при исключении его разрешающего кванта из состава общего такта является запрет действия при разрешающих квантах сетевых выключателей, подключенных к шинам питания ЛИЭС.

Таким образом, для рассматриваемой сети (рис. 3.21) правила включения выключателей ЛИЭС при односторонней фиксации напряжения следующие:

- ЛИЭС 22 (выключатель 13) – блокировка только при фиксации разрешающего кванта 1 или 12 (рис. 3.24);

- ЛИЭС 23 (выключатель 15) – блокировка только при фиксации разрешающего кванта 4 или 5;
- ЛИЭС 24 (выключатель 17) – блокировка только при фиксации разрешающего кванта 8 или 9.

Для передачи в устройство управления выключателем ЛИЭС дискретных сигналов о работе разрешающих квантов у сетевых выключателей отходящих присоединений можно использовать медный кабель ≈ 220 В («сухие контакты») цепей постоянного тока (ввиду небольшого количества контролируемых сигналов), что упрощает связь между устройствами разных производителей и имеет иммунитет к сетевым кибератакам.

Альтернативным решением является организация единого станционного/подстанционного интеллектуального устройства управления коммутационным оборудованием, действующего в рамках реализации предлагаемого способа релейной защиты самовосстанавливающейся сети с малой генерацией.

В результате оптимизации ширины такта (состоящим, по итогу, из разрешающих квантов сетевых выключателей ЛЭП 1...12) его время сокращается по сравнению с исходным вариантом (рис. 3.24) на 33%, что, как следствие, сокращает время восстановления сборки сети.

Более глубокая оптимизация ширины такта возможна на этапе проектирования и расчета РЗ и автоматики путем анализа топологии контролируемой части электрической сети, но она уже требует совмещения разрешений на срабатывание для двух и более сетевых выключателей в одном кванте. В таком случае необходимо придерживаться ряда правил, исключающих возможность несинхронного включения на параллельную работу активных частей АРЭС:

- внутри одного кванта запрещается включение выключателей, имеющих общую электрическую точку (подключены к одним шинам);

- выключатели одной ЛЭП, установленные на разных подстанциях, разрешается включать только поочередно (в разных квантах).

При выполнении первого вышеуказанного правила возможно ускорение включения выключателей при появлении напряжения на общих шинах – в один из квантов, разрешающих включение конкретного выключателя, могут включаться все остальные выключатели, подключенные к этим шинам (при отсутствии у них напряжения на противоположных концах). В последующие кванты, где разрешается работа с выключателями, включенными ранее с ускорением, автоматика бездействует.

Для рассматриваемой сети (рис. 3.21) при использовании заданного совмещенного варианта распределения срабатываний выключателей по квантам времени в случае устранившегося КЗ длительность восстановления составит 3 кванта с момента неселективного отключения КЗ действием РЗ (рис. 3.30, а), против 8 квантов для варианта, представленного на рисунке 3.24 (быстрее в 2,67 раза).

В случае неустранившегося КЗ и заданного совмещенного варианта распределения квантов длительность восстановления селективности РЗ с учетом ускоренного повторного отключения выключателей 9 и 10 поврежденной линии составит 4 кванта с момента срабатывания релейной защиты (рис. 3.30, а), против 26 квантов для варианта, представленного на рисунке 3.26 (быстрее в 6,5 раз).

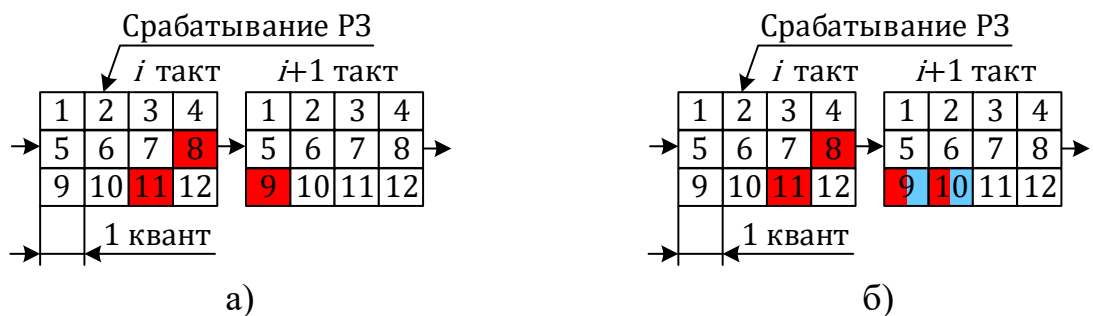


Рисунок 3.30 – Вариант совмещенного распределения срабатываний выключателей по квантам в такте времени после устранившегося (а) и неустранившегося КЗ (б)

Выводы по главе 3

Развитие активных распределительных электрических сетей, их насыщение объектами малой синхронной генерации, отличающихся и по техническим характеристикам, и по настройкам релейной защиты от генераторов крупных электростанций, приводит к необходимости смены концепции противоаварийного управления и релейной защиты системообразующих линий связи. В таких сетях предлагается перейти к концепции деления сети на сбалансированные районы с последующим автоматическим её восстановлением. Для этого необходимо:

1. В районах электрической сети, способных работать сбалансированно по мощности в изолированном режиме, устанавливать автоматику опережающего сбалансированного отделения этих районов от внешней сети по заранее выбранному сечению при возникновении аварийных возмущений, опасных с точки зрения нарушения устойчивости параллельной работы. Критериями аварийного возмущения для данной автоматики является глубина просадки напряжения прямой последовательности и возникновение напряжения обратной последовательности. Общее время срабатывания автоматики должно быть таким, чтобы отделение произошло раньше времени отключения выключателей защитами поврежденного элемента. В работе показано, что наиболее перспективный путь повышения быстродействия автоматики (время срабатывания может варьироваться в диапазоне 60 ... 90 мс) – это повышение быстродействия его пускового органа, то есть повышение быстродействия цифрового фильтра прямой и обратной последовательности.

2. Обеспечить участие электростанций в создании условий синхронизации разделённых частей сети на выключателях, удаленных от шин станции. Для этого при выявлении аварийного возмущения в сети необходимо перевести регуляторы станции в режим поддержания частоты и напряжения с последующим их вводом в режим сканирования – осуществление низкочастотного изменения гармонизированных частоты и

напряжения в пределах допустимых диапазонов для создания условий успешной синхронизации частей сети на удалённых выключателях. После включения частей сети на параллельную работу регуляторы необходимо перевести в доаварийный режим. Показано, что факт удалённого включения станции на параллельную работу можно зафиксировать по затухающим электромеханическим колебаниям тока, мощности или сопротивления на контролируемых линиях связи. Предложены алгоритмы распознавания данного факта.

3. На линиях электропередачи с двухсторонней подпиткой в сети установить релейную защиту, осуществляющую быстросействующее отключение выключателей (но позже, чем АОСД) во всем районе сети с недопустимыми параметрами режима. Дальнейшее включение этих выключателей разрешить при наличии напряжения с одной стороны в строго отведённые моменты времени (кванты) для исключения возможности несинхронного включения частей сети. При наличии напряжения на выключателях с двух сторон он может быть включен в любой момент, но при соблюдении всех условий синхронизации.

В предлагаемой концепции самовосстанавливающейся сети с малой генерацией при аварийных возмущениях использованы решения, не требующие информационных каналов связи. Здесь каждое устройство защиты и автоматики осуществляет независимое управление своим объектом, однако согласованные действия всех устройств по общим правилам в рамках осуществления общего режима и позволяет обеспечить полностью автоматическим процесс управляемого разделения с последующим восстановлением. В предложенной концепции управления разделением и сборкой сети размываются границы между релейной защитой и автоматикой, и их совокупность является распределённым интеллектуальным устройством, т.е. по сути они становятся агентами децентрализованной мультиагентной системы управления.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЕ ПРОТОТИПОВ УСТРОЙСТВ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ МУЛЬТИАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ РЕЖИМНОГО И ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНЫМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

В природе широко распространены сложные адаптивные системы, способные к самоорганизации: стаи птиц, косяки рыб, колонии муравьёв. Они функционируют 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 непосредственном окружении [200].

Аналогичная задача стоит перед современной электроэнергетикой: создание устойчивой, адаптивной и самовосстанавливающейся ТИЛИЭС, объединяющей множество ЛИЭС. Предложенные в главах 2 и 3 подходы к децентрализованному режимному управлению (частотой, активной и реактивной мощностью) и противоаварийному управлению (с учетом автоматического восстановления нормального режима) при их совместном использовании создают основу для комплексного децентрализованного мультиагентного управления, функционирующего в концепции роевого интеллекта. В контексте управления режимами ТИЛИЭС данные принципы реализуются следующим образом:

- *децентрализованная самоорганизация при пуске и восстановлении*
 - автоматическая интеграция новых энергообъектов в общую систему управления (аналогия: включение новой особи в стаю);
 - способность к самовосстановлению сети после полного или частичного разделения на части и элементы (регенерация роя после его фрагментации);
- *коллективное поддержание нормального режима*

- согласованное регулирование частоты и мощности на основе локальных измерений (синхронизация движения в стае через визуальный контакт);
- динамическое поддержание баланса потребления и генерации без внешнего координатора (коллективное принятие решений в рое);
- непрерывная адаптация к медленным изменениям режима (адаптация маршрута движения стаи к изменяющимся условиям);
- *устойчивость к возмущениям и авариям*
 - автоматическая реконфигурация системы при возникновении аварийных возмущений (перестроение стаи при появлении препятствия);
 - локализация поврежденных элементов и сохранение работоспособности остальной сети (изоляция больной особи в колонии).

Структура реализации роевого интеллекта экспертного типа в ДМАУ ТИЛИЭС включает в себя:

- достоверизацию данных и интеллектуальную идентификацию событий и режимов на основе локальных состояний;
- интеллектуальные модели режимов и процессы;
- вывод на знаниях и представление результатов на основе сформированных экспертами правил.

Под интеллектуальной идентификацией режимов здесь подразумевается распознавание квазиустановившихся (установившихся) режимов (нормальный, аварийный, послеаварийный, сбалансированный, избыточный или дефицитный) и переходных.

Агентами ДМАУ интеллектуальными способами идентифицируются такие события, как возникновение аварийного возмущения, погашение электростанции, сбалансированное режимное и противоаварийное отделение, включение на параллельную работу, выделение в островной режим, достижение предела по статической устойчивости.

К интеллектуальным процессам и способам управления в рамках технологии ДМАУ можно отнести начальную сборку сети, поддержание готовности к противоаварийному сбалансированному разделению, АПВ выключателей с блокировкой несинхронных включений и с улавливанием синхронизма, локальную и удалённую синхронизацию, гармонизацию частоты и напряжения на электростанции при удалённой синхронизации, сканирование условий синхронизации при удалённой синхронизации, локализацию возмущений и восстановление сети с селективным отключением поврежденных ЛЭП.

Таким образом, представленная структура роевого интеллекта экспертного типа ДМАУ 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 свойства такие свойства, как живучесть, адаптивность и способность к самоорганизации, необходимые для надежного функционирования активных распределительных электрических сетей.

4.1 Прототипирование интеллектуальных агентов

ДМАУ – система управления, функционирующая путем совместного действия интеллектуальных устройств (агентов) на основе локальной информации о состоянии объекта управления в условиях отсутствия информационных каналов связи между ними. Агент – специализированное интеллектуальное устройство автоматики, осуществляющее определённую часть базового функционала ДМАУ и действующее в интересах какого-либо субъекта (потребителя, предприятия), но придерживающееся единых правил, принятых в активной распределительной электрической сети и необходимых для осуществления общего режима.

Для проверки эффективности технологии ДМАУ применено прототипирование агентов – создание их упрощенных версий, но с

реализацией основной функциональности. Преимущества данного подхода: ускоренный цикл проверки предлагаемой идеи по сравнению с натурными испытаниями;

- своевременное выявление ошибок программной реализации;
- последовательное улучшение функциональности устройств;
- корректировка и дополнение требований к агентам;
- внедрение дополнительных, ранее не учтенных возможностей.

Комплекс этих факторов позволяет обеспечить качество и надежность конечных устройств.

В процессе создания прототипов устройств агентов ДМАУ в каждом из них реализован единый вспомогательный функционал и элементы основного функционала режимного, противоаварийного управления с учетом автовосстановления и автооперирования, уникальные для каждого из агентов, а именно:

- Децентрализованное (на основе локальных измерений и в отсутствие внешних управляющих сигналов) управление участием электростанции в процессах первичного, вторичного и третичного регулирования частоты, включая коррекцию уровня загрузки генерирующего оборудования в рамках заданных эксплуатационных ограничений, программная реализация которого содержится в *агенте автоматического регулирования частоты и активной мощности* (агент АРЧМ). Агент устанавливается на каждой электростанции, интегрированной в активную распределительную электрическую сеть.

- Управление поддержанием баланса реактивной мощности контролируемого района сети в нормальном установившемся режиме реализовано в *агенте регулирования напряжения в прилегающем участке распределительной сети* (агент РНРС). Агент устанавливается в узлах сети, имеющих устройства регулирования напряжения и/или реактивной мощности. К основным функциям агента РНРС относятся прямые (локальные) измерения напряжения на шинах распределительного устройства (месте установки агентов), косвенные измерения напряжений по

концам отходящих присоединений и потерь активной мощности в контролируемом районе сети; идентификация класса квазиустановившегося режима с последующим выбором цели и средств управления; ввод режима напряжения контролируемого района сети в область допустимых значений и его оптимизация при нахождении в этой области по выбранному критерию.

- Управление сбалансированным противоаварийным отделением локальных интеллектуальных энергосистем от внешней сети при возникновении угрозы нарушения динамической устойчивости их параллельной работы или недопустимых динамических моментов на валах генераторов для перевода ЛИЭС в нормальный островной режим без нарушения электроснабжения потребителей за предельно короткое время осуществляется *агентом экспресс отключения* (агент ЭО). Устанавливается только в ЛИЭС, способных работать в островном режиме.

- селективное отключений повреждений в линиях электропередачи, локализация нарушений в сети, восстановление целостности пассивных и синхронизация активных частей АРЭС осуществляется *агентом сетевого выключателя* (агент СВ). Агент устанавливается на всех выключателях системообразующих линий электропередачи.

- Формирование условий синхронизации для работающей в островном режиме ЛИЭС с другими ЛИЭС или внешней сетью на выключателях контролируемых и неконтролируемых сечений электрической сети обеспечивается *агентом синхронизации* (агент СХ). Данный функционал в агенте осуществляется путем формирования согласованных режимов напряжения на шинах электростанции и его частоты с последующим низкочастотным регулированием в допустимом диапазоне.

Основной и вспомогательный функционал прототипов агентов ДМАУ реализован на базе контроллеров семейства RAPTOR (рис. 4.1) производства АО «ИАЭС» [201] с применением отечественной операционной системы жесткого реального времени КПДА [202]. Данное оборудование сертифицировано для применения в системах режимного и

противоаварийного управления электроэнергетических объектов, что создает программно-аппаратную основу для апробации технологии ДМАУ в пилотных проектах территориально интегрированных локальных интеллектуальных энергосистем (ТИЛИЭС).

Вспомогательный функционал агентов ДМАУ представлен в таблице 4.1. Перечисленные в ней функции являются общими для всех агентов и обеспечивают их базовую операционную способность.

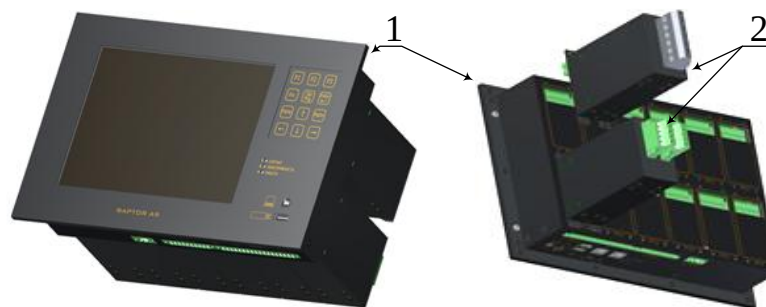


Рисунок 4.1 – Внешний вид процессорного блока RAPTOR (1) и модулей расширения (2)

Таблица 4.1 – Вспомогательный функционал агентов ДМАУ

Категория функционала	Функции
Управление доступом	• Идентификация и аутентификация пользователей; • Динамическое управление правами пользователей.
Конфигурация и настройки	• Приём, верификация, применение настроек конфигурации от Администратора ДМАУ без прерывания работы базовых алгоритмов; • Онлайн-конфигурирование параметров устройства; • Реализация энергонезависимого хранения настроек.
Ввод-вывод данных	• Ввод/вывод агента; • Верификация данных с объекта управления; • Преобразование аналоговых и дискретных сигналов в файлы формата COMTRADE.
Мониторинг и диагностика	• Непрерывный мониторинг работоспособности компонентов устройства; • Ведение журнала событий, просмотр и архивирование.

Базовая часть семейства устройств для децентрализованного управления режимом активных электрических сетей с распределенной генерацией (агентов ДМАУ) представлена в таблице 4.2 с принятым обозначением, вариантом пиктограммы на схемах и видеокадрах и указанием места размещения каждого из агентов (ЦУ ЭСт – центр управления электростанцией, ДЦ ЛИЭС – диспетчерский центр ЛИЭС, ЩУ ПС – щит управления подстанции, РУ – распределительное устройство, БУ выключателем – блок управления выключателем).

Представленный в таблице 4.2 агент администрирования определяет статус агентов ДМАУ в сети (осуществляет их первичное конфигурирование), оценку эффективности комплексного управления, контроль корректности работы агентов. К его функциям относятся:

- актуализация топологии сети и размещения агентов в области действия ДМАУ;
- задание агентам обязательной части их функциональности, приоритетов участия в процессах, требующих распределения функций;
- сбор и аналитическая обработка протоколов и осциллограмм процессов и работы агентов для выявления нарушений функциональности и правил;
- оптимизация функциональности агентов ДМАУ с учетом их системного взаимодействия.

Взаимодействие агента администрирования с другими агентами ДМАУ осуществляется исключительно на этапах первоначальной настройки системы или её планового переконфигурирования. Данный процесс реализуется через формирование и последующую загрузку специализированных конфигурационных файлов, что аналогично процедуре наладки устройств РЗ и ПА с использованием специализированного программного обеспечения. Кроме того, взаимодействие допускается при анализе аварий для сбора ретроспективных данных, включая осциллограммы процессов, текущие параметры настройки и журналы событий.

Таблица 4.2 – Семейство агентов ДМАУ (базовая часть)

Обозначение	Наименование	Объекты размещения	Пиктограмма	Уровень готовности	Примечание
Агент ЛИЭС	Сетевой агент комплексного управления режимом ЛИЭС	ДЦ ЛИЭС		7	С режимной, противоаварийной автоматиками и автоперированием
Агент АРЧМ	Агент регулирования частоты и мощности электростанции	ЦУ ЭСт		7	С участием во вторичном и третичном регулировании частоты
Агент РН РС	Агент регулирования напряжения в районе сети	ЩУ ПС, РУ		7	С контролем режима прилегающего района, координацией с соседними агентами
Агент ЭО	Агент экспресс отделения ЛИЭС от внешней сети	ЩУ РУ ЭСт или сети		7	С дублированным исполнением
Агент СВ	Агент управления сетевым выключателем	БУ выключателем		7	С синхронизацией времени спутниками
Агент СХ	Агент синхронизации ЭСт с внешней сетью	ДЦ ЛИЭС, ЦУ ЭСт,		7	С контролируемым и неконтролируемым сечением
Агент АДМИН	Агент администрирования устройств ДМАУ	ЦУ АРЭС		2	С правом задания статусов и функциональности агентов

Особенностью работы агента администрирования с другими является принципиальная невозможность его влияния на функционирование ДМАУ в режиме реального времени. Это ограничение обеспечивается отсутствием физических каналов взаимодействия, что исключает любые возможности вмешательства в текущие процессы управления энергосистемой, а также гарантирует сохранение автономности и надежности функционирования децентрализованной системы при любых условиях.

При разработке агентов уровень их готовности определялся согласно [203]. Уровень готовности технологии – это стандартизированный показатель, характеризующий стадию зрелости технологического решения в рамках инновационного проекта. Шкала (табл. 4.3) охватывает весь путь развития – от фундаментальных исследований и лабораторных испытаний до внедрения в серийное производство.

Таблица 4.3 – Уровни готовности технологии [203]

Уровень и стадия развития	Ключевые результаты и характеристики
1. Формулирование концепции	Сформулирована фундаментальная концепция технологии, обоснована ее полезность
2. Определение областей применения	Определены целевые области применения технологии и ее критические элементы
3. Создание макетного образца	Получен макетный образец, продемонстрированы его ключевые характеристики
4. Лабораторные испытания	Получен лабораторный образец, подготовлен стенд, испытаны базовые функции и связи с другими элементами системы
5. Экспериментальный образец	Изготовлен и испытан экспериментальный образец в реальном масштабе по полупромышленной технологии, воспроизведены основные внешние условия
6. Пилотный образец	Изготовлен полнофункциональный образец на пилотной производственной линии, подтверждены рабочие характеристики в условиях, приближенных к реальности

Продолжение таблицы 4.3

7. Промышленные испытания	Проведены испытания опытно-промышленного образца в реальных условиях эксплуатации
8. Опытно-промышленное производство	Окончательно подтверждена работоспособность образца, запущены опытно-промышленное производство и сертификация
9. Серийное производство	Продукт удовлетворяет всем требованиям (инженерным, производственным, эксплуатационным, качеству и надежности) и выпускается серийно

Представленный в таблице 4.2 сетевой агент комплексного управления режимом ЛИЭС (агент ЛИЭС) состоит из объединения двух технологий – технологии управления режимами и интеграции ЛИЭС в сети централизованного энергоснабжения (ПТК ЛИЭС) [8, 16] и предлагаемой в работе технологии децентрализованного управления режимами в АРЭС или ТИЛИЭС.

В рамках первой технологии (ПТК ЛИЭС) устройство должно выполнять следующие функции:

- управление составом включенного генерирующего оборудования в режимах островной и параллельной с внешней сетью работы;
- управление процессом включения ЛИЭС на параллельную работу с внешней электрической сетью и переходом в островной режим;
- управление запуском электростанции с нуля;
- регулирование частоты (в островном режиме), напряжения и обменного перетока мощности (в режиме параллельной работы);
- осуществление режимов самобаланса, выдачи максимальной свободной мощности во внешнюю сеть, с дефицитом мощности;
- поддержание постоянной готовности к спорадическому отделению ЛИЭС от внешней сети по оптимальным сечениям в схеме выдачи мощности;
- противоаварийное опережающее сбалансированное отделение ЛИЭС от внешней сети с переходом в островной режим без нарушения работы;

- обеспечение режимов автоматического, полуавтоматического и ручного управления режимом ЛИЭС.

При подключении ЛИЭС к внешней сети соизмеримой мощности возникает качественно новая ситуация, требующая расширения функциональности системы управления. В отличие от работы в централизованной сети, где достаточно функций ПТК ЛИЭС, взаимодействие энергообъединений в условиях отсутствия централизации и информационных каналов обмена данными между ними требует реализации дополнительных возможностей, а именно:

- участие в децентрализованном вторичном регулировании частоты в ТИЛИЭС, активных энергоузлах с распределенными ЛИЭС;
- Осуществление децентрализованного регулирования напряжения в электрических сетях с контролем режима напряжения прилегающего района;
- Создание условий и безопасное включение на параллельную работу с внешней активной сетью нагруженной электростанции с двухсторонним контролем напряжений на разделяющем выключателе или активных частей сети на удаленных сетевых выключателях с интеллектуальным управлением.

Такое объединение технологий (ПТК ЛИЭС и ДМАУ) позволяет создать устойчивую самоорганизующуюся энергетическую систему, где каждый участник (ЛИЭС) сохраняет свою автономность, но при этом эффективно координирует свои действия с другими субъектами энергообъединения.

Конструктивное исполнение опытного образца агента ЛИЭС представлено на рисунке 4.2. Данный опытный образец был представлен на XI международном форуме технологического развития «Технопром-2024», г. Новосибирск, 27-30 августа 2024 г. и в рамках промышленно-энергетического форума TNF 2024, г. Тюмень, 16-19 сентября 2024 г.

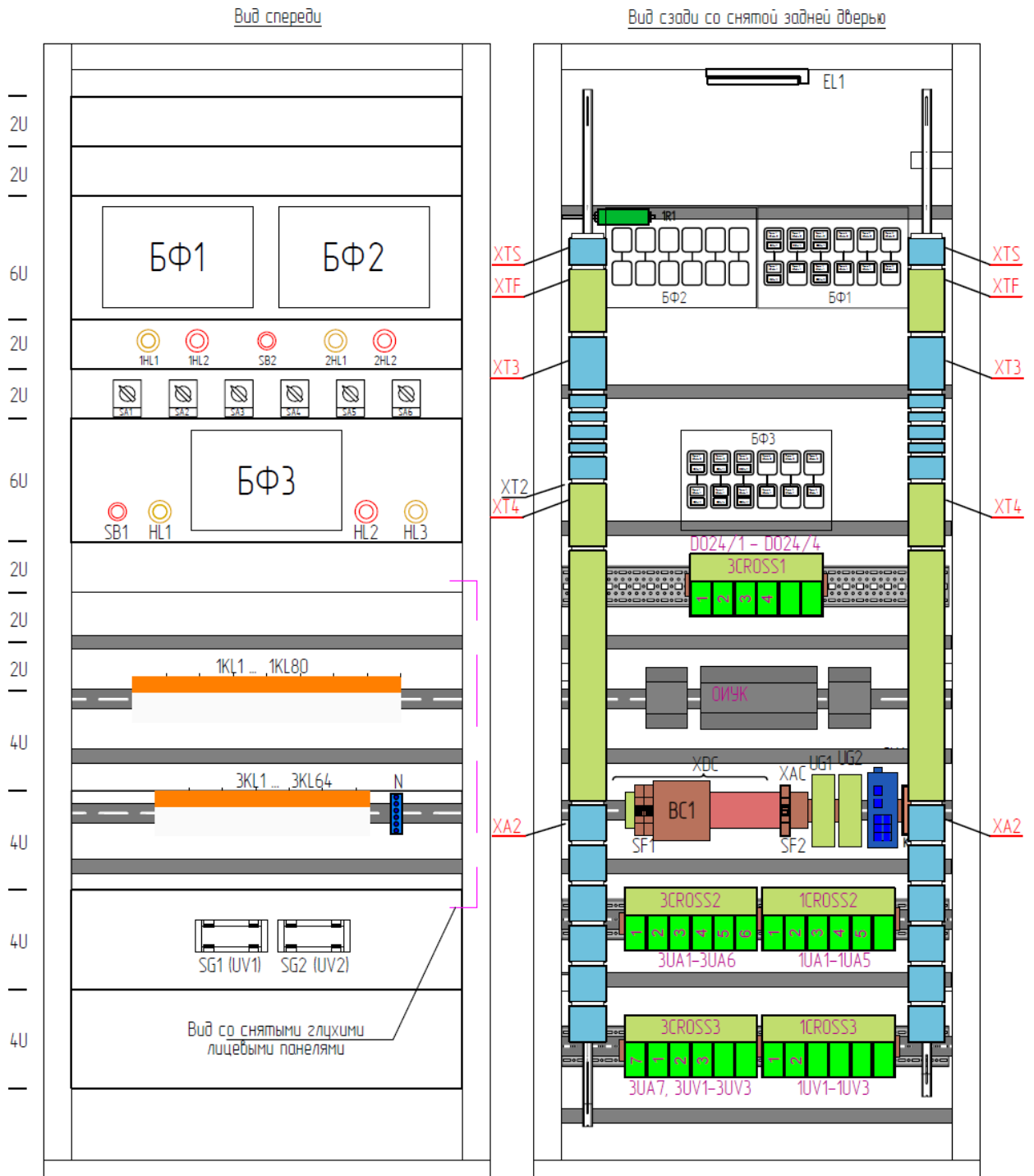


Рисунок 4.2 – Конструктивное исполнение опытного образца агента ЛИЭС

В рамках единого программно-технического комплекса реализована обобщенная мнемосхема, обеспечивающая визуализацию и контроль следующих данных:

- *параметры агентов* – ключевые показатели работы каждого агента системы (ввод/вывод, срабатывание, классификация напряжений в узлах);

- *коммутационное состояние* – текущая конфигурация контролируемого района сети;
- *режимные параметры* – данные прямых и косвенных измерений параметров текущего состояния системы.

Данный подход обеспечивает целостное представление о работе контролируемого объекта. Пример обобщенной мнемосхемы для агентов, управляющих состоянием ЛИЭС и отходящих присоединений, представлен на рисунке 4.3. Здесь в рамках одного программно-технического комплекса (ПТК) реализованы агенты сетевых выключателей В13 и В44, агент экспресс отключения, действующий на В11 для отделения ЛИЭС от внешней сети, а также агенты, управляющие параметрами генерирующего оборудования ЛИЭС, а именно агенты синхронизации, регулирования напряжения в районе сети и автоматического регулирования частоты и мощности.

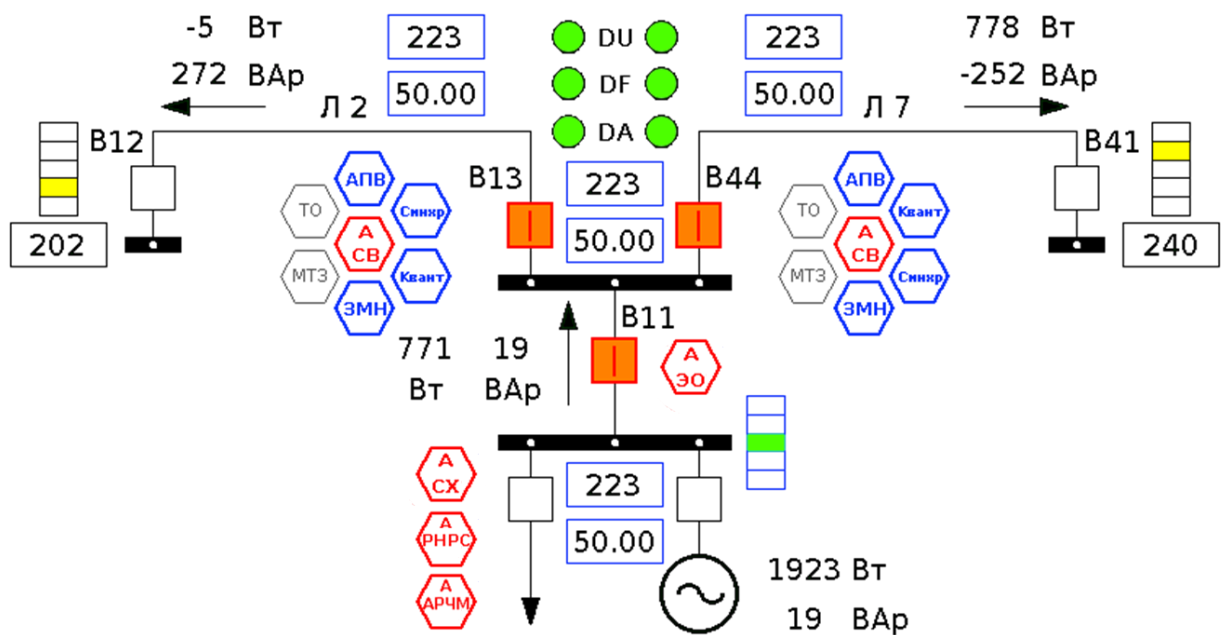


Рисунок 4.3 – Обобщенная мнемосхема агентов системы ДМАУ, управляющих состоянием ЛИЭС и отходящих присоединений

4.2 Разработка цифро-физического испытательного стенда

Комплексная проверка прототипов агентов ДМАУ предъявляют особые требования к испытательным комплексам. Современные средства тестирования устройств цифровой релейной защиты и автоматики зачастую

имеют ограниченные функциональные возможности. Это связано с тем, что в отличие от электромеханических или статических реле, имеющих одну функцию, цифровые устройства реализуют комплекс задач: цифровую фильтрацию и векторизацию аналоговых сигналов, контроль дополнительных дискретных и аналоговых параметров. Это приводит к потенциальной невозможности полной верификации сложных функциональных связей и повышает риски сбоев [204–207].

Невозможность применения серийных испытательных программно-аппаратных средств (типа РЕТОМ-51/61/71 или Omicron CMC 356) для тестирования агентов ДМАУ объясняется требованием к детальному моделированию первичного объекта (сети с распределённой генерацией) в режиме реального времени. Существующие комплексы не обеспечивают необходимой скорости и глубины эмуляции сложных электромеханических процессов в сетях с множеством объектов малой генерации.

Можно также рассмотреть программные продукты цифровой симуляции первичной сети Matlab Simulink или PS-CAD (в таком случае потребуется реализовывать цифровые двойники агентов ДМАУ), специализированные аппаратно-программные испытательные комплексы RTDS, позволяющие объединить физические устройства (агенты системы управления) с виртуальной моделью первичной сети и проводить комплексные испытания прототипов агентов ДМАУ с организацией обратной связи и реакцией на смену состояния устройств [208].

Альтернативой вышесказанным средствам является физическое моделирование. Полноценные физические модели основного первичного оборудования (линий, генераторов, трансформаторов) работают в режиме реальных электромагнитных и электромеханических процессов, а не цифровых расчетах, что обеспечивает более строгое соответствие реальной энергосистеме. При этом в случае физического моделирования отсутствуют вычислительные погрешности, в отличие от RTDS, использующей численные методы, которые могут вносить ошибки дискретизации и аппроксимации.

Воспроизведение быстрых переходных процессов (например, короткие замыкания) при физическом моделировании более точно (в RTDS точность зависит от шага расчета). Использование физической модели энергосистемы позволяет подключать реальные устройства релейной защиты и автоматики, системы управления генераторами и иные устройства в любом узле/ветви моделируемой сети без внесения изменений в аппаратную часть модели (в RTDS при задействовании всех модулей цифроаналогового преобразования, имеющихся в наличии, при необходимости подключения новых устройств требуется приобретение дополнительного дорогостоящего лицензионного оборудования). Несмотря на наличие недостатков физического моделирования, таких как малая гибкость (сложность изменения параметров отдельных элементов моделируемой сети), дороговизна в масштабировании (создание крупных моделей требует приобретения соответствующего оборудования и его корректного монтажа) в данной работе именно оно принято за основу в связи с бесспорной убедительностью и наглядностью результатов, получаемых на стендовых физических установках, где физические процессы в объекте и устройствах управления реализуются в полном объеме.

Реализация физической модели активной электрической сети с ДМАУ на базе электродинамической модели (ЭДМ) кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ представлена на рисунке 4.4. В состав ЭДМ входят силовое и коммутационное оборудование, измерительные и регистрирующие приборы и аппараты, а также система управления. В качестве ГУ в рамках рассматриваемой тестовой схемы используются модельные синхронные машины с первичным приводным двигателем постоянного тока типа МТ-5-1500 (5 кВт – Г3, Г4) и МК-3-1500 (3 кВт – Г1).

Групповая цветовая маркировка агентов ДМАУ и объектов управления на рисунке 4.4 классифицируется по типам устройств управления, в каждом из которых реализовано унифицированное программное обеспечение:

- зелёным выделены агенты и коммутационное оборудование подстанций с пассивной нагрузкой;
- фиолетовым – агенты ДМАУ и коммутационное оборудование подстанций, к которым подключены источники генерации;
- оранжевым отмечены выключатели (с указанием их назначения), которые управляются вспомогательными контроллерами.

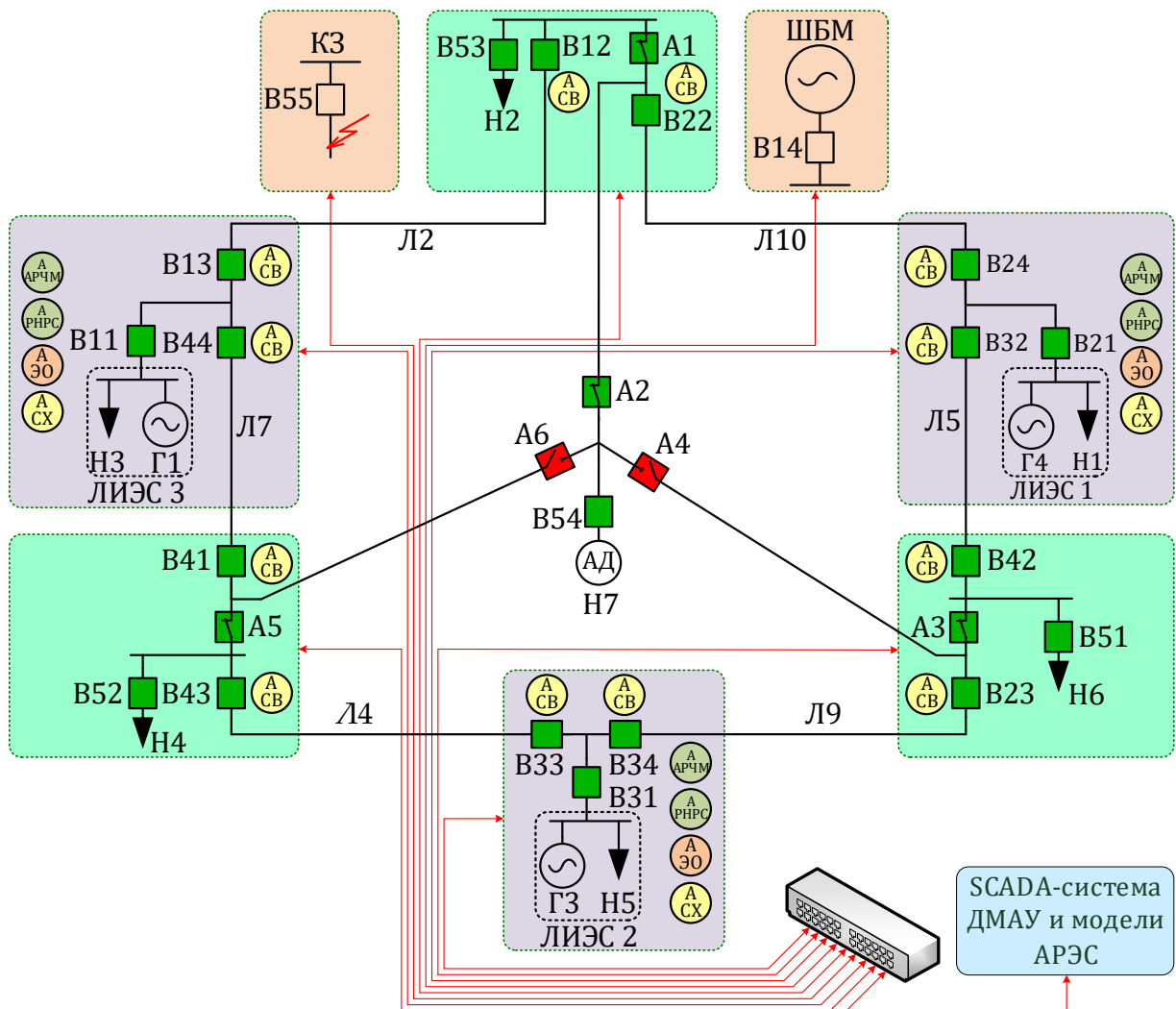


Рисунок 4.4 – Представление цифро-физического испытательного стенда в части схемы АРЭС с расстановкой агентов ДМАУ и системой контроля экспериментов с указанием маршрутов информационного обмена

Конфигурация моделируемой активной распределительной электрической сети (рис. 4.4) обеспечивает возможность исследования трёх

принципиально различных топологий сети: кольцевой, цепочечной и узловой. Данная гибкость достигается за счёт коммутации автоматических выключателей А1 – А6. Каждая из рассматриваемых топологий включает три ЛИЭС и три подстанции с пассивной нагрузкой, что создаёт репрезентативную модель для комплексной оценки эффективности технологии ДМАУ.

Особенностью предлагаемого подхода является возможность сравнительного анализа работы алгоритмов ДМАУ в различных схемах сети без изменения её физической структуры. Это позволяет исследовать устойчивость системы управления к изменениям конфигурации сети, оценивать адаптивность алгоритмов к различным режимам, а также выявлять наиболее эффективные стратегии управления для каждого типа топологии.

Принципиальной особенностью децентрализованных систем управления является ограниченность информационного поля каждого агента, что обусловлено локальным характером измеряемых параметров и отсутствием единой базы данных о состоянии всей сети. В условиях частичной наблюдаемости процессов в энергосистеме возникает проблема верификации корректности работы алгоритмов управления. Для решения данной проблемы в рамках экспериментального исследования потребовалось создание SCADA-системы мониторинга, обеспечивающей полную наблюдаемость и управляемость моделируемой сети.

В SCADA-системе должна формироваться целостная картина режима энергосистемы, отражающая состояние всех её элементов. Это позволяет проводить корректный анализ взаимодействия агентов и оценивать системные эффекты их совместной работы. Здесь должна контролироваться синхронизация работы всех агентов в едином времени (актуально для агентов регулирования частоты и сетевых выключателей), что является критически важным аспектом при реализации технологии ДМАУ.

Для достижения указанной цели была реализована централизованная архитектура сбора информации и управления, интегрирующая следующие функции:

- оперативный ввод и вывод агентов из работы;
- фиксация состояния каждого агента и его наиболее информативных параметров;
- регистрацию режимных параметров в узловых точках сети (частота и напряжение);
- контроль перетоков активной и реактивной мощности в её ветвях контролируемого района сети;
- контроль состояния станции (осуществляет или нет вторичное регулирование частоты);
- дистанционный пуск и останов генераторных установок;
- управление всеми коммутационными аппаратами сети.

Практическая реализация системы осуществлена на платформе MasterSCADA – специализированном программном комплексе для проектирования систем диспетчерского управления и сбора данных [209]. Информационное взаимодействие между интеллектуальными устройствами (агентами) и контроллером со средой исполнения разработанной SCADA-системы организовано с использованием стандартизированного протокола МЭК 60870-5-104 [210]. Маршрутизация информационных потоков представлена на рисунке 4.4.

Следует подчеркнуть, что применение SCADA-системы в данном контексте носит исключительно экспериментальный характер и направлено на верификацию рабочих характеристик алгоритмов децентрализованного управления. В реальных условиях эксплуатации подобная централизация не требуется, что подтверждает практическую состоятельность концепции децентрализованного мультиагентного управления для активных распределительных сетей.

На рисунке 4.5 представлен фрагмент интерфейса (окно мониторинга режимов) разработанной SCADA-системы для варианта кольцевого участка моделируемой сети. Более полное описание разработанной SCADA-системы отражено в приложении А.

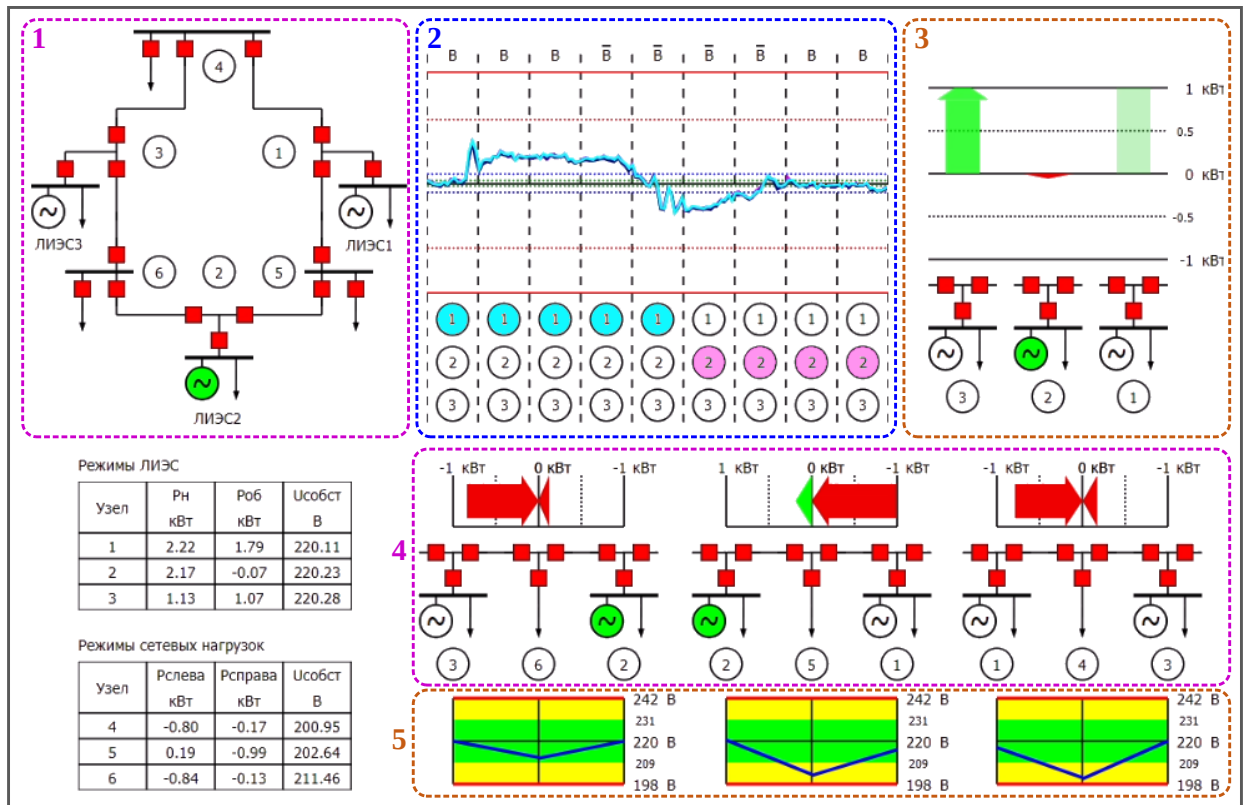


Рисунок 4.5 – Окно мониторинга режимов разработанной SCADA-системы для варианта кольцевого участка моделируемой сети

Визуализация фрагмента интерфейса (рис. 4.5) включает [211]:

1 – коммутационное состояние сети с выделением ЛИЭС, осуществляющей вторичное регулирование частоты в данный момент времени (закрашена зелёным);

2 – графики измеряемых частот всех ЛИЭС на заданном интервале времени, разделённом на 9 последовательных тактов работы агентов регулирования частоты, с отражением в каждом из тактов результата идентификации режима по частоте (B – нормальный режим, $\bar{B}$ – избыточный, дефицитный режим или без управления), а также ЛИЭС, осуществляющей вторичное регулирование;

3 – баланс обменной активной мощности каждой ЛИЭС с внешней сетью;

4 – потокораспределение в сети, позволяющее наглядно оценить загруженность линий электропередачи;

5 – эпюры напряжений в узлах сети с расцветкой диапазона нормальных значений (зелёный, $220 \text{ В} \pm 5\%$) и допустимых (желтый, $220 \text{ В} \pm 10\%$).

4.3 Экспериментальное исследование технологии децентрализованного мультиагентного управления

Разработка и внедрение технологий децентрализованного мультиагентного управления в электрических сетях с объектами распределённой малой генерации требует строго структурированного подхода к экспериментальной проверке. В рамках настоящего исследования реализована и выполнена трёхэтапная программа натурных испытаний, направленная на пошаговую проверку корректности, функциональности и эффективности предложенной технологии ДМАУ.

Этап 1. Подготовительные (интеграционные) испытания.

На данном этапе осуществляется аппаратно-программная интеграция интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) с физической моделью АРЭС и разработанной SCADA-системой проведения экспериментов. Важно подчеркнуть, что реализация алгоритмов управления на этом этапе не требуется; вместо этого используется базовая программная оболочка, настроенная под конкретную аппаратную конфигурацию конкретного ИЭУ, включая заданное количество аналоговых измерительных каналов тока и напряжения, дискретных входов/выходов, а также модулей аналогового вывода, предназначенных для формирования управляющих сигналов на регуляторы скорости и возбуждения генераторов.

Основными задачами первого этапа являются:

- верификация корректности подключения ИЭУ к измерительным цепям физической модели АРЭС;

- проверка точности и достоверности измерений аналоговых сигналов с последующей калибровкой при необходимости;
- тестирование задействованных дискретных входов/выходов ИЭУ (приём сигналов от коммутационных аппаратов и выдача управляющих воздействий);
- обеспечение синхронизации временных меток всех устройств с единым источником точного времени.

В качестве такового использовано устройство ЭНКС-2 [212], а для синхронизации применён протокол NTP [213], выбранный за счёт его совместимости и простоты настройки в базовом программном обеспечении ИЭУ на базе платформы RAPTOR.

Особое внимание уделяется интеграции ИЭУ в SCADA-систему: проверяется полнота и корректность передачи данных как в прямом направлении (от устройств):

- аналоговые измерения,
- положения коммутационных аппаратов,
- информация от агентов,

так и в обратном (команды оператора):

- сброс сигнализации,
- запуск осциллографа,
- дистанционное управление выключателями,
- ввод/вывод подсистем.

По завершении этапа формируется заключение о полной аппаратно-программной готовности ИЭУ к участию в последующих испытаниях, подтверждая их корректную интеграцию как с физической моделью АРЭС, так и с системой мониторинга и управления верхнего уровня.

Игнорирование подготовительного этапа экспериментальной программы неизбежно приведёт к неудаче в последующих испытаниях, т.к. этап 1 обеспечивает корректную аппаратно-программную «стыковку» интеллектуальных устройств с физической моделью АРЭС. Без верификации

подключения измерительных цепей тока и напряжения, калибровки аналоговых каналов и проверки дискретных сигналов любые данные, поступающие от устройств, становятся недостоверными. Алгоритмы управления, даже самые совершенные, при поступлении искажённой или некорректной информации будут вырабатывать ошибочные управляющие воздействия, что неминуемо приведёт к неадекватному поведению системы – от нарушения устойчивости до аварийного отключения оборудования.

В рамках выполнения данной диссертации подготовительный этап программы натурных экспериментов успешно завершён до выполнения последующих. Поскольку рассматриваемый этап носит вспомогательный характер и не затрагивает основные исследуемые алгоритмы управления, его подробное описание в настоящей работе не приводится.

Этап 2. Локальные функциональные испытания.

На втором этапе проводится детальная проверка алгоритмов отдельных агентов управления. Испытания организуются таким образом, чтобы каждая функция агента могла быть протестирована изолированно или в минимально необходимой конфигурации энергосистемы. В ряде случаев рассматриваются схемы с трансформаторными связями (в частности, для проверки функций регулирования напряжения). Это позволяет сократить ресурсоёмкость экспериментов и повысить качество их анализа.

Основная цель этапа — подтверждение корректности работы каждого агента в рамках его функционального назначения, а также демонстрация того, что совокупное действие агентов одного типа приводит к достижению заданной цели управления в соответствии с заложенной логикой координации.

Этап 3. Комплексные системные испытания.

Завершающий этап направлен на оценку взаимодействия разнородных агентов в условиях, максимально приближенных к реальным эксплуатационным и аварийным режимам АРЭС. В рамках комплексных испытаний моделируется широкий спектр сценариев:

- оценка формирования нормального установившегося режима в процессе автоматической сборки электрической сети;
- проверка устойчивости управления при подключении или отключении нагрузок;
- анализ поведения ДМАУ при коротких замыканиях (как устранившихся, так и неустранившихся) на линиях электропередачи и в узлах нагрузки;

Особое внимание уделяется анализу координации между агентами различного назначения, расположенными в различных узлах сети, а также оценке устойчивости и быстродействия децентрализованной системы управления в целом.

По итогам комплексных испытаний делается вывод не только о принципиальной возможности комплексного децентрализованного мультиагентного управления режимами АРЭС, но и об эффективности такого управления во всём многообразии проводимых натурных экспериментов.

4.3.1 Испытания агентов регулирования напряжения в районе сети

Экспериментальные исследования проводились на тестовой схеме, представляющей собой объединение трех ЛИЭС малой мощности через сеть высокого напряжения (рис. 4.6). Каждая ЛИЭС включает генераторную установку, способную функционировать в двух основных режимах: островном (с питанием местной нагрузки) и в режиме параллельной работы с генераторами других ЛИЭС. Рассматривалось решение задачи ввода режима контролируемой сети в допустимую область.

Реализация децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения в рассматриваемой электрической сети (рис. 4.6) обеспечивается скоординированной работой агентов РН РС, размещенных на электростанциях Г1, Г3 и Г4.

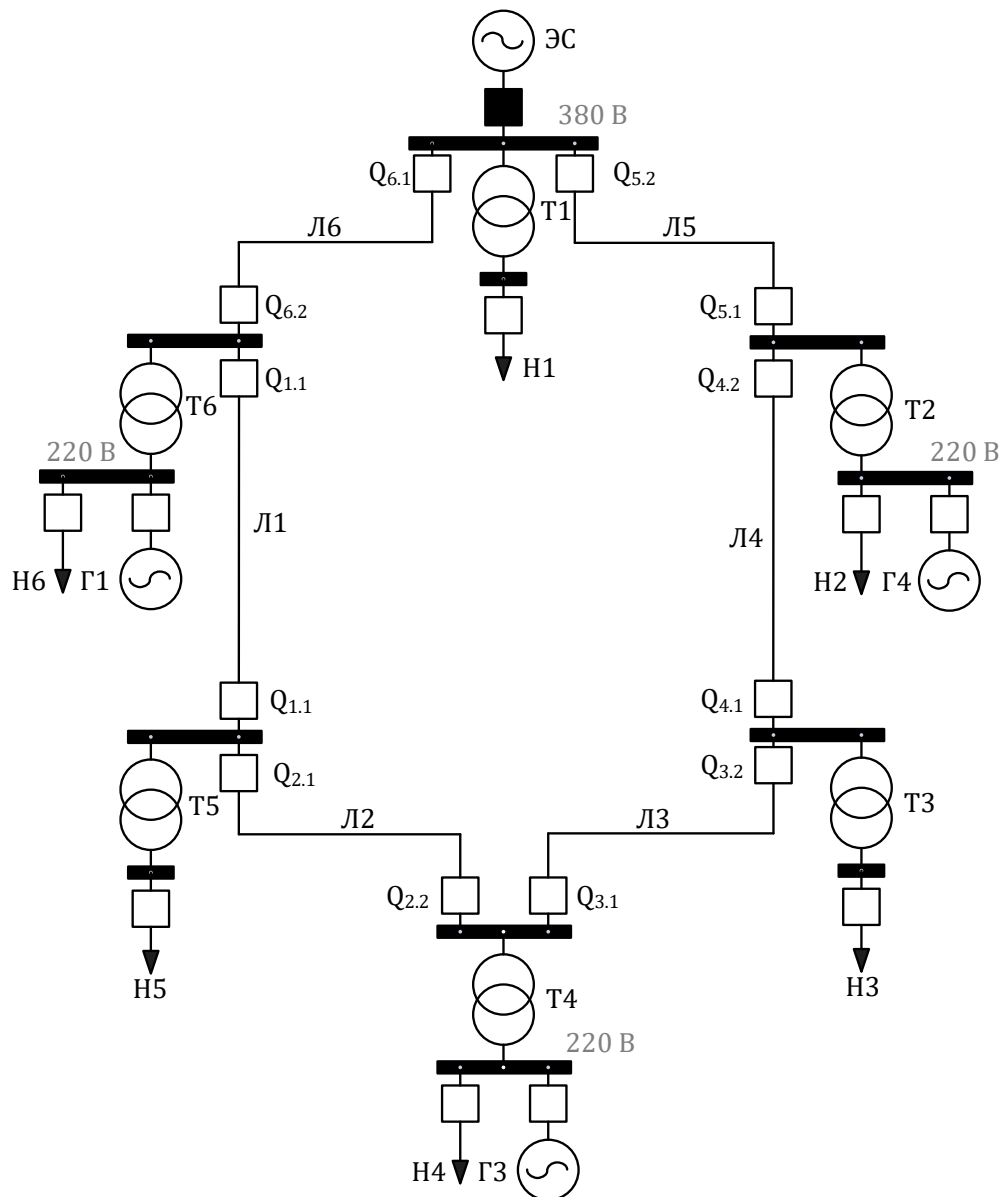


Рисунок 4.6 – Тестовая схема физической модели электрической сети для испытаний агентов РН РС

Для оценки эффективности работы системы сформирована группа проверочных режимов: исходный нормальный режим и серия утяжеленных режимов работы электрической сети.

Режим 1 (исходный)

Генераторы всех ЛИЭС в работе, синхронизированы друг с другом, выдают активную мощность в сеть для внешнего потребителя (Н1, Н3, Н5) и поддерживают напряжение на шинах генераторного напряжения на уровне $1.05U_{\text{ном}}$. Задания по выдаваемой мощности для Г1 и Г4: $P_{\text{Г1}} = 2.5$ кВт, $P_{\text{Г4}} = 3.1$ кВт. Г3 назначен в качестве станции, осуществляющей вторичное

регулирование частоты в объединенной сети, в таком режиме при достижении частотой 50 Гц он выдает $P_{Г3} = 2.7$ кВт.

Режим 2

Полная разгрузка по активной и реактивной мощности Г1 ($P_{Г1} = 0$ кВт). Перераспределение выдаваемой им мощности осуществляется между Г3 и Г4 ($P_{Г4} = 5$ кВт), регуляторы напряжения этих генераторов поддерживают напряжение на шинах генераторного напряжения на уровне $1.05U_{ном}$. Г3 назначен в качестве ведущей по частоте станцией.

Режим 3

Полная разгрузка по активной и реактивной мощности Г3 ($P_{Г3} = 0$ кВт). Перераспределение выдаваемой им мощности осуществляется между Г1 ($P_{Г1} = 2.9$ кВт) и Г4, регуляторы напряжения этих генераторов поддерживают напряжение на шинах генераторного напряжения на уровне $1.05U_{ном}$. Г4 назначен в качестве ведущей по частоте станцией.

Режим 4

Полная разгрузка по активной и реактивной мощности Г4 ($P_{Г4} = 0$ кВт). Перераспределение выдаваемой им мощности осуществляется между Г1 ($P_{Г1} = 2.9$ кВт) и Г3, регуляторы напряжения этих генераторов поддерживают напряжение на шинах генераторного напряжения на уровне $1.05U_{ном}$. Г3 назначен в качестве ведущей по частоте станцией.

Режим 5

Работа Г1 только на собственную нагрузку узла (полное покрытие потребления) с нулевой выдачей реактивной мощности ($P_{Г1} = 0.9$ кВт). Перераспределение ранее выдаваемой им мощности в сеть осуществляется между Г3 и Г4 ($P_{Г4} = 4.1$ кВт), регуляторы напряжения этих генераторов поддерживают напряжение на шинах генераторного напряжения на уровне $1.05U_{ном}$. Г3 назначен в качестве ведущей по частоте станцией.

Режим 6

Работа ГЗ только на собственную нагрузку узла (полное покрытие потребления) с нулевой выдачей реактивной мощности ($P_{ГЗ} = 1.2$ кВт). Перераспределение ранее выдаваемой им мощности в сеть осуществляется между Г1 ($P_{Г1} = 2.9$ кВт) и Г4, регуляторы напряжения этих генераторов поддерживают напряжение на шинах генераторного напряжения на уровне $1.05U_{ном}$. Г4 назначен в качестве ведущей по частоте станцией.

Режим 7

Работа Г4 только на собственную нагрузку узла (полное покрытие потребления) с нулевой выдачей реактивной мощности ($P_{Г4} = 1.1$ кВт). Перераспределение ранее выдаваемой им мощности в сеть осуществляется между Г1 ($P_{Г1} = 2.9$ кВт) и ГЗ, регуляторы напряжения этих генераторов поддерживают напряжение на шинах генераторного напряжения на уровне $1.05U_{ном}$. ГЗ назначен в качестве ведущей по частоте станцией.

При испытаниях агентов РН РС воспроизводились режимы 1-7 для следующих целей регулирования:

- Поддержание напряжения на шинах НН каждой станции на уровне $1.05U_{ном}$ (вариант регулирования «А»). Снимки окна наблюдения за режимом для данного варианта представлены в приложении Б на рисунках Б.1–Б.7. На рисунке 4.7 приведены эпюры отклонений напряжений со стороны ВН.

- Удержание напряжения на шинах НН каждой станции в диапазоне от $0.95U_{ном}$ до $1.05U_{ном}$. При выходе напряжений за указанный диапазон осуществляется корректировка уставки АРН (вариант регулирования «Б»). Снимки окна наблюдения за режимом для данного варианта представлены в приложении Б на рисунках Б.8–Б.14. На рисунке 4.8 приведены эпюры отклонений напряжений. На рисунке 4.12 представлен процесс перехода из режима 1 в режим 4 без участия агентов РН РС (вариант «А») с последующим вводом их в работу (вариант «Б»).

- Поддержание напряжения на шинах ВН каждой станции на уровне $1.05U_{ном}$ (вариант регулирования «В»). Снимки окна наблюдения за режимом

для данного варианта, за исключением режима 3 (воспроизведение режима оказалось невозможным из-за нарушения параллельной работы станций в процессе перехода), представлены в приложении Б на рисунках Б.15–Б.20. Эпюры отклонений напряжений приведены на рисунке 4.9.

- Удержание напряжения на шинах ВН каждой станции в диапазоне от $0.95U_{\text{ном}}$ до $1.05U_{\text{ном}}$. При выходе контролируемых агентами РН РС напряжений за указанный диапазон осуществляется корректировка уставки АРН (вариант регулирования «Г»). Снимки окна наблюдения за режимом для данного варианта представлены в приложении Б на рисунках Б.21–Б.25. Эпюры отклонений напряжений приведены на рисунке 4.10.

- Удержание средневзвешенного напряжения участка сети (весовые коэффициенты значимости каждого контролируемого агентом узла приняты равными 1), контролируемого агентом, в диапазоне от $0.95U_{\text{ном}}$ до $1.05U_{\text{ном}}$. При выходе контролируемых агентами РН РС напряжений в узлах за указанный диапазон осуществляется корректировка уставки АРН (вариант регулирования «Д»). Снимки окна наблюдения за режимом для данного варианта представлены в приложении Б на рисунках Б.26–Б.30. Эпюры отклонений напряжений приведены на рисунке 4.11.

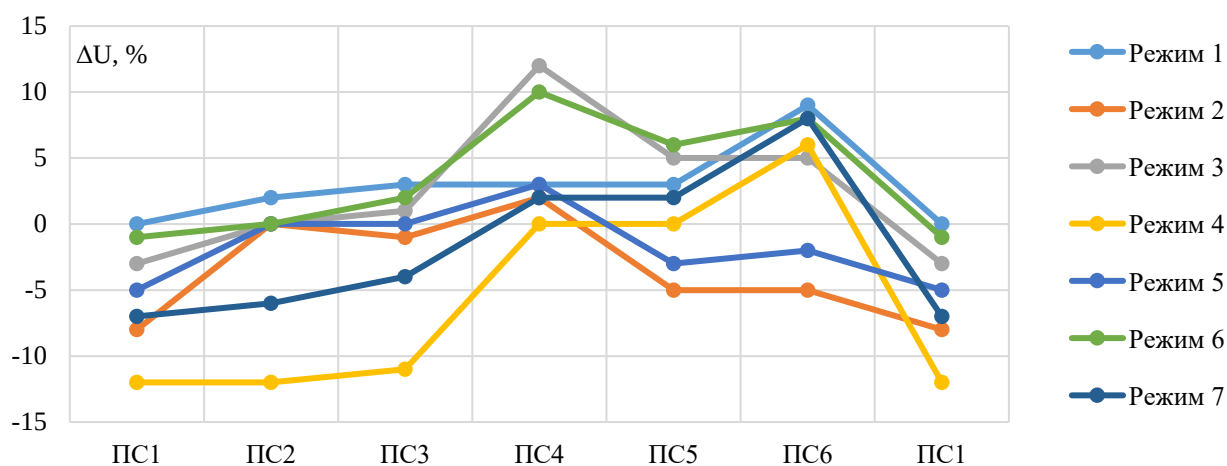


Рисунок 4.7 – Эпюры отклонений напряжений на шинах ВН подстанций относительно $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$, вариант «А» регулирования U

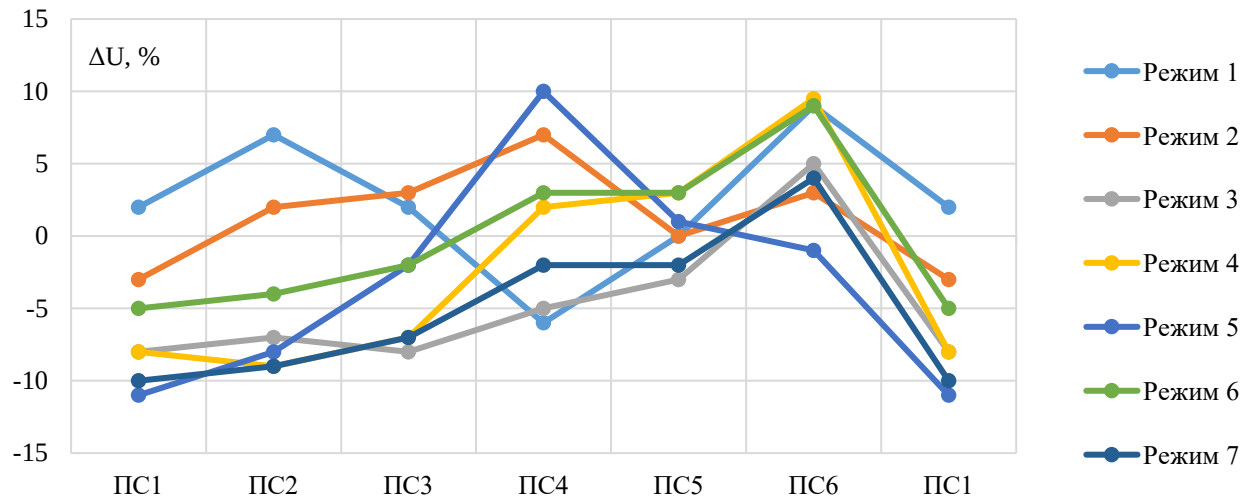


Рисунок 4.8 – Эпюры отклонений напряжений на шинах ВН подстанций относительно $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$, вариант «Б» регулирования U

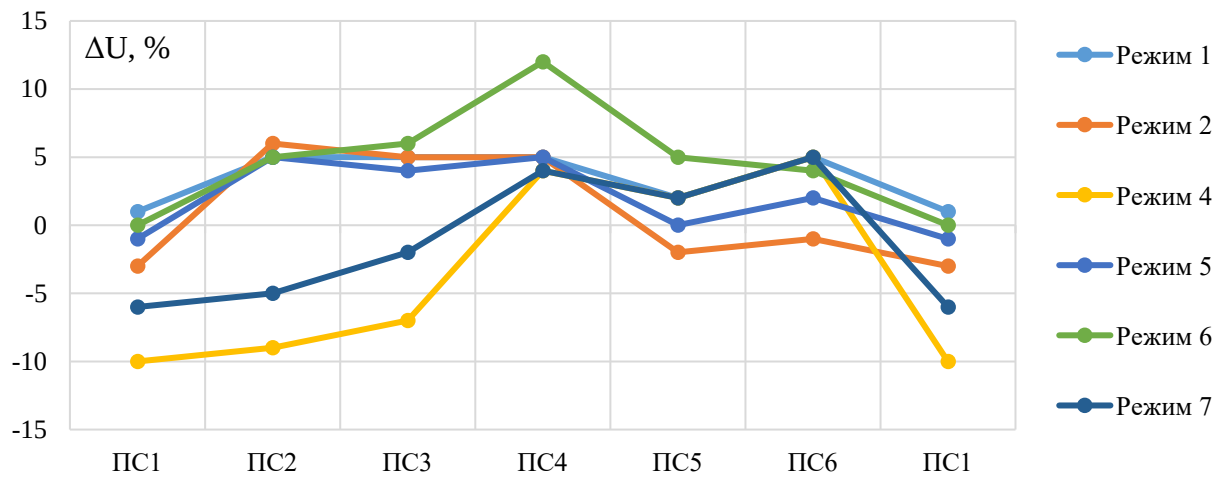


Рисунок 4.9 – Эпюры отклонений напряжений на шинах ВН подстанций относительно $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$, вариант «В» регулирования U

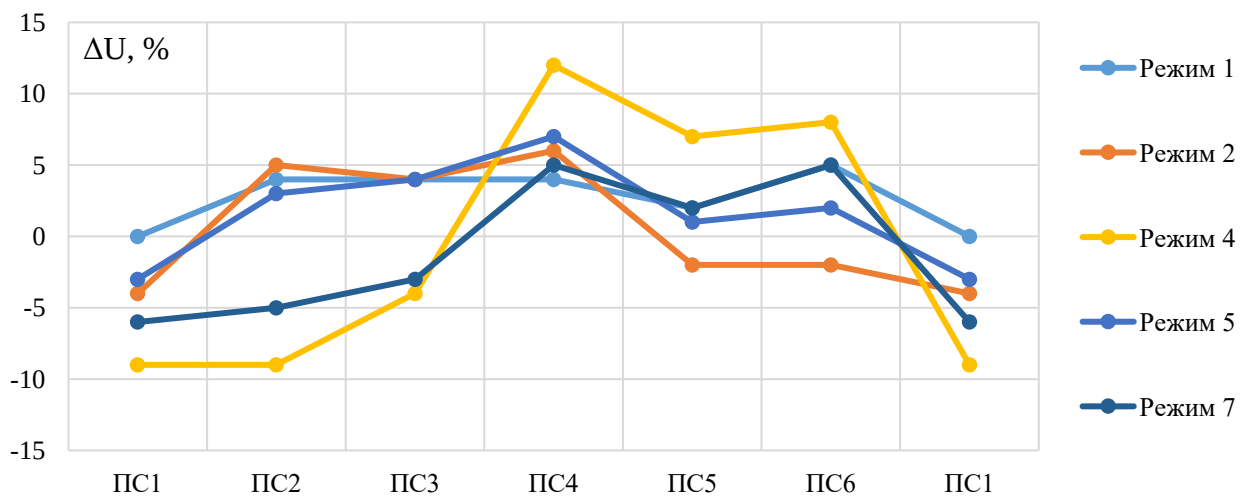


Рисунок 4.10 – Эпюры отклонений напряжений на шинах ВН подстанций относительно $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$, вариант «Г» регулирования U

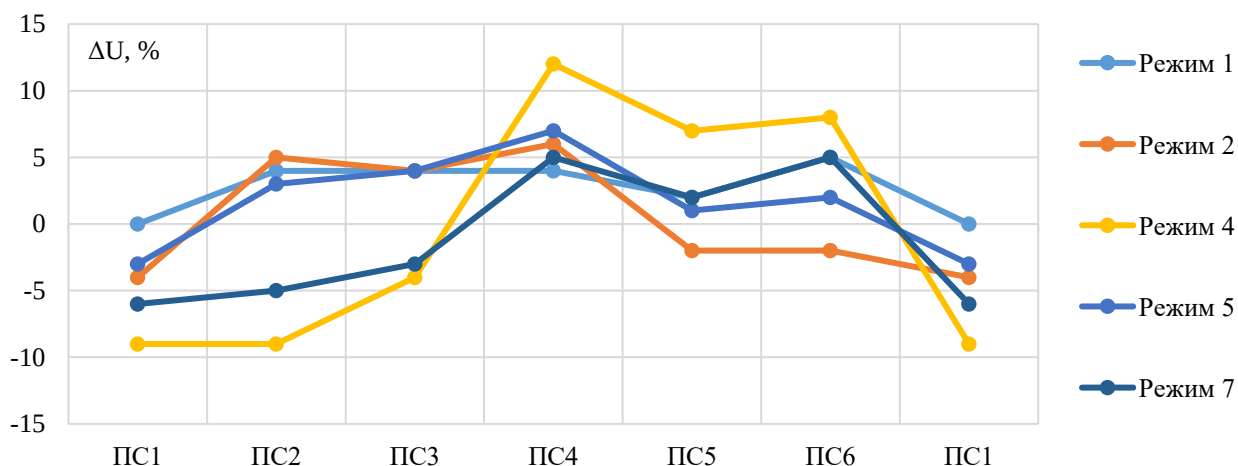


Рисунок 4.11 – Эпюры отклонений напряжений на шинах ВН подстанций относительно $U_{ном} = 380$ В, вариант «Д» регулирования U

Принимая во внимание, что областью допустимых напряжений для нормального режима в настройках агентов РН РС принят диапазон

$$0.95U_{ном} < U_i < 1.05U_{ном},$$

а областью допустимых напряжений для послеаварийного режима –

$$0.9U_{ном} < U_i < 1.1U_{ном},$$

можно сделать следующий вывод по эпюрам отклонений напряжений на шинах ВН для различных вариантов регулирования (рис. 4.7–4.11):

- при «классическом» варианте регулирования напряжения (его поддержание на заданном уровне на шинах станции, вариант «А») возникает существенный разброс по напряжениям ВН в узлах сети с выходом некоторых из них за границы послеаварийного режима;
- при поддержании напряжения на шинах ВН станций на заданном уровне ситуация становится более предсказуемая, однако в одном из режимов (6) напряжение на ПС4 вышло за границы послеаварийного режима;
- использование средневзвешенного напряжения в качестве целевого параметра агента РН РС и удержание его в коридоре допустимых значений показывает наилучшие результаты по сравнению с другими вариантами.

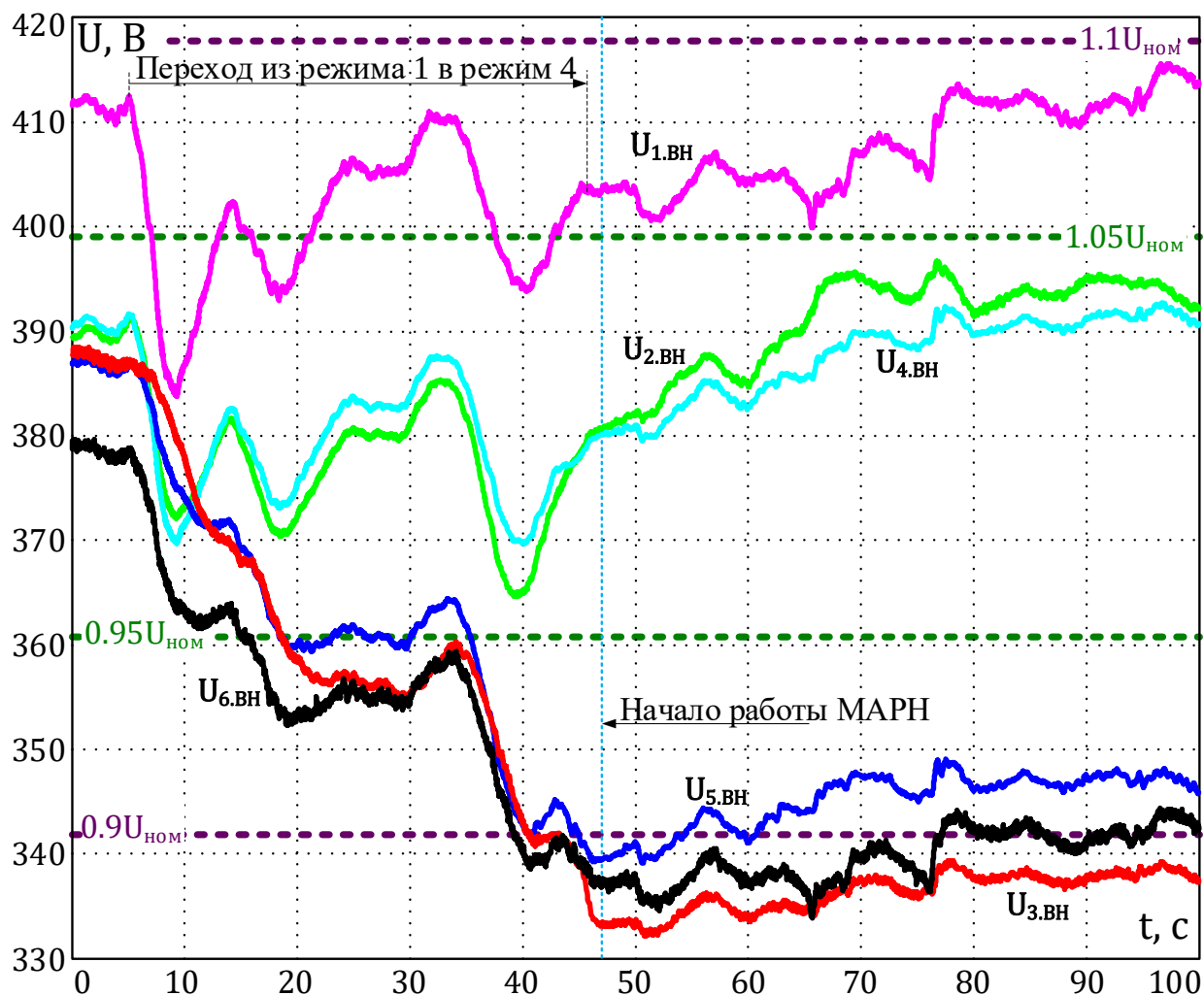


Рисунок 4.12 – Осциллограммы напряжений на стороне ВН подстанций ПС1-ПС6 в процессе перехода из режима поддержания напряжения на шинах станции (вариант «А») в режим работы в коридоре (вариант «Б»)

На рисунке 4.12 представлен двухэтапный переходный процесс в электрической сети напряжением 380 В. Первый этап характеризуется переходом из режима 1 в режим 4, второй этап отражает процессы после переключения системы регулирования возбуждения генераторов из режима поддержания напряжения на шинах генераторов в соответствии с заданной уставкой в режим мультиагентного регулирования с задачей ввода режима контролируемых каждым регулятором районов в допустимую область с учетом регулировочных возможностей генераторов. Границы нормального и аварийно-допустимого режимов обозначены пунктирными линиями.

Анализ осциллограммы показывает:

- в исходном режиме (1) напряжение только одного узла ($U_{1.ВН}$) превысило границы нормально допустимых значений;
- в режиме (4) напряжения четырёх узлов вышли за нормально допустимые пределы, причем три из них ($U_{3.ВН}$, $U_{5.ВН}$, $U_{6.ВН}$) вышли за границы аварийно допустимого диапазона;
- после ввода в работу мультиагентного регулирования напряжения в двух узлах ($U_{5.ВН}$, $U_{6.ВН}$) улучшили свои показатели войдя в область аварийно допустимых значений.

В дальнейшем здесь возникла ситуация, когда попытка ввода напряжения $U_{3.ВН}$ в область аварийно допустимых значений со стороны нижней границы (путем повышения уставки на АРН генератора), привела к достижению верхней границы аварийно допустимого диапазона напряжением $U_{1.ВН}$. В таком случае агенты РН РС прекратили выдачу управляющих воздействий, что полностью соответствует правилам агентов ввода напряжения в допустимую область (попытки ввода напряжения в область более низких отклонений не должны приводить к выходу напряжений других узлов из неё). Для этого режима ввод всех напряжений в допустимую область невозможен несмотря на регулировочные возможности генераторов. Также можно отметить устойчивость динамики процесса при его продолжительности порядка одной минуты.

4.3.2 Испытания агента синхронизации

Экспериментальное исследование агента децентрализованной синхронизации в схеме с двумя активными районами электрической сети

Экспериментальное подтверждение работоспособности и корректности функционирования агента децентрализованной синхронизации проведено на базе электродинамической модели центра коллективного пользования «Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем» при Новосибирском государственном техническом университете.

В качестве генерирующих установок использовались модельные синхронные машины (с первичным приводным двигателем постоянного тока) типа МТ-5-1500 (Г2) и МК-3-1500 (Г1). Параметры модельных генераторов (рис. 4.13) приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры модельных синхронных машин ЭДМ НГТУ

Параметр	Наименование параметра	Ед. изм.	Синхронные генераторы	
			МТ-5-1500	МК-3-1500
$S_{\text{ном}}$	Полная мощность	кВА	5	3
$U_{\text{ном}}$	Номинальное напряжение	В	230	230
$I_{\text{ном}}$	Номинальный ток	А	12.55	7.52
$\cos(\varphi_{\text{ном}})$	Номинальный $\cos \varphi$	-	0.8	0.8
n	Номинальные обороты	Об/мин	1500	1500

Также, в эксперименте использованы модели линий электропередачи ЛЭП-1 и ЛЭП-2; выключатели В1-В3; нагрузки Н1 мощностью 900 Вт, и Н2 мощностью 450 Вт (рис. 4.13).

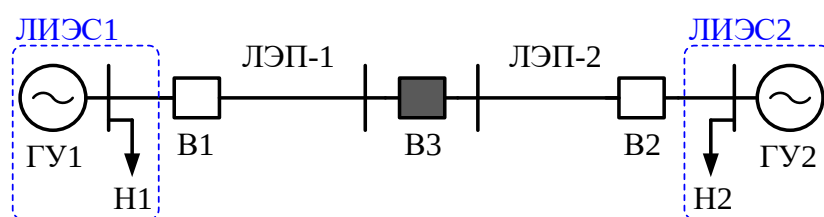


Рисунок 4.13 – Тестовая схема электрической сети с двумя ЛИЭС

В тестовой схеме (рис. 4.13) выключатели В1, В2 выполняют функцию выключателей связи ЛИЭС с внешней сетью, а выключатель В3 – удаленного коммутационного аппарата, в блоке управления которого реализована и активирована функция автоматического включения при обеспечении условий синхронизации напряжений по его концам.

Рассмотрим результаты проведённых экспериментов [1].

На рисунках 4.14 и 4.15 приведены осциллограммы, полученные при реализации в агентах синхронизации следующих функций: определение класса балансов мощности в послеаварийном режиме, гармонизация и осуществление сканирования режимных параметров генератора (на примере синусоидальной характеристики сканирования, рис. 3.7).

На рисунке 4.14 приведены осциллограммы процесса синхронизации, где в одной части сети агентом СХ, установленном на генераторе Г1, осуществляется гармонизация и сканирование режимных параметров с периодом колебания 120 с, а в другой части – на генераторе Г2 выполняется только гармонизация режимных параметров из-за их пониженных значений ($f = 48$ Гц, $U = 116$ В). При осуществлении режима сканирования на генераторе Г1 напряжение и частота на выключателе В3 также изменяются. На 60-й секунде осциллограммы фиксируется пересечение режимных параметров по концам выключателя В3, создаются условия для синхронизации, и он включается. Зафиксировать включение ЛИЭС на параллельную работу для такой простой конфигурации сети можно по выявлению квазиустановившихся токов генераторов с возникновением в них затухающих электромеханических колебаний (при испытаниях выведено).

На рисунке 4.15 приведены осциллограммы процесса синхронизации, где в одной части сети агентом СХ, установленном на генераторе Г1, осуществляется гармонизация и сканирование режимных параметров с периодом колебания 120 с, а в другой части сети агентом СХ на генераторе Г2 выполняются аналогичные действия, но с периодом колебаний 240 с. В обоих случаях выбран синусоидальный характер сканирования. В районе 250-й секунды от начала осциллограммы происходит пересечение режимных параметров по концам выключателя В3, создаются условия для синхронизации, и он включается.

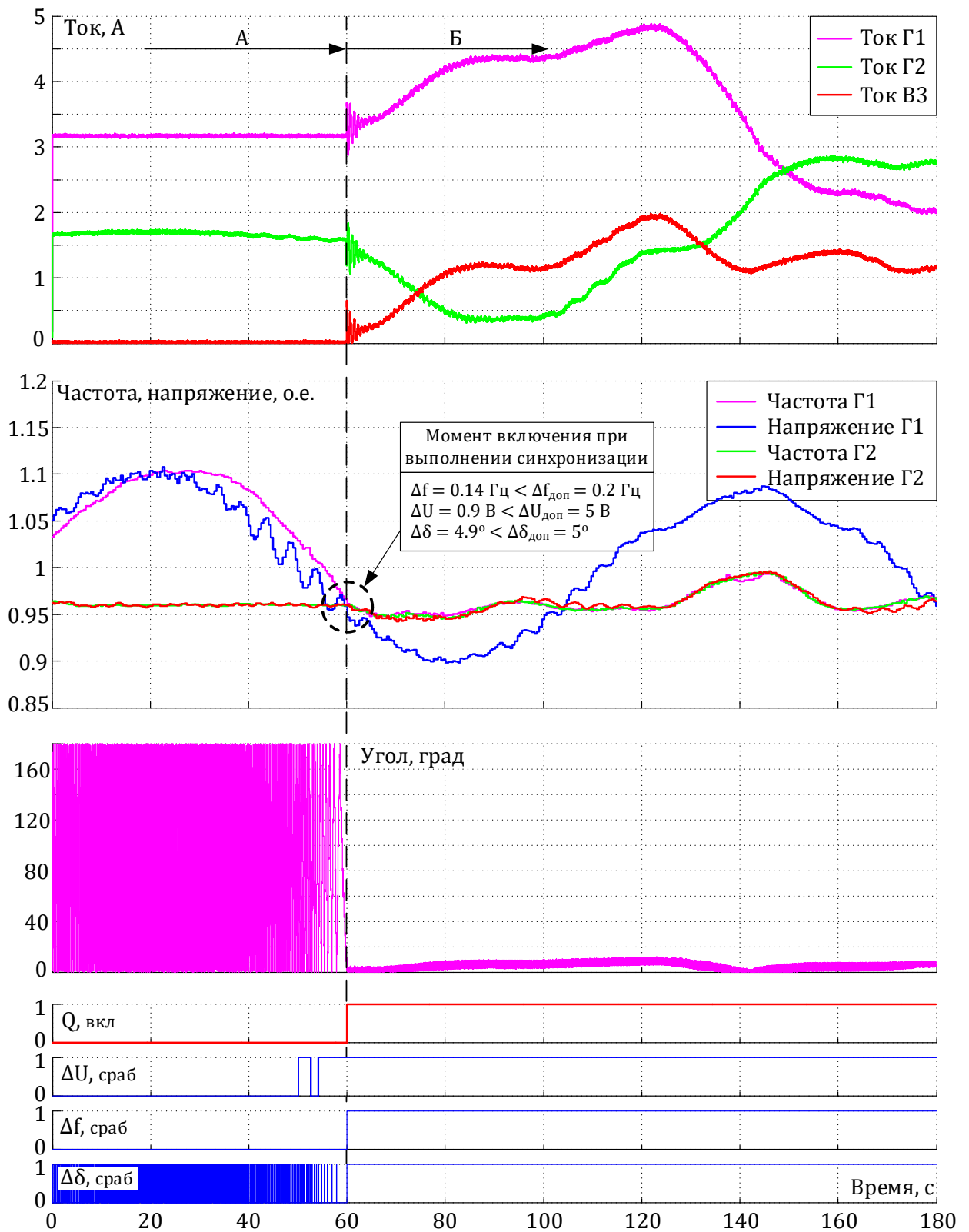


Рисунок 4.14 – Осциллограммы процесса синхронизации при работе агентов СХ на генераторе Г1 (период сканирования 120 с) и на генераторе Г2 с пониженными параметрами ($f = 48 \text{ Гц}$ и $U = 116 \text{ В}$)

А – режим сканирования условий синхронизации;

Б – режим параллельной работы (сканирование не остановлено)

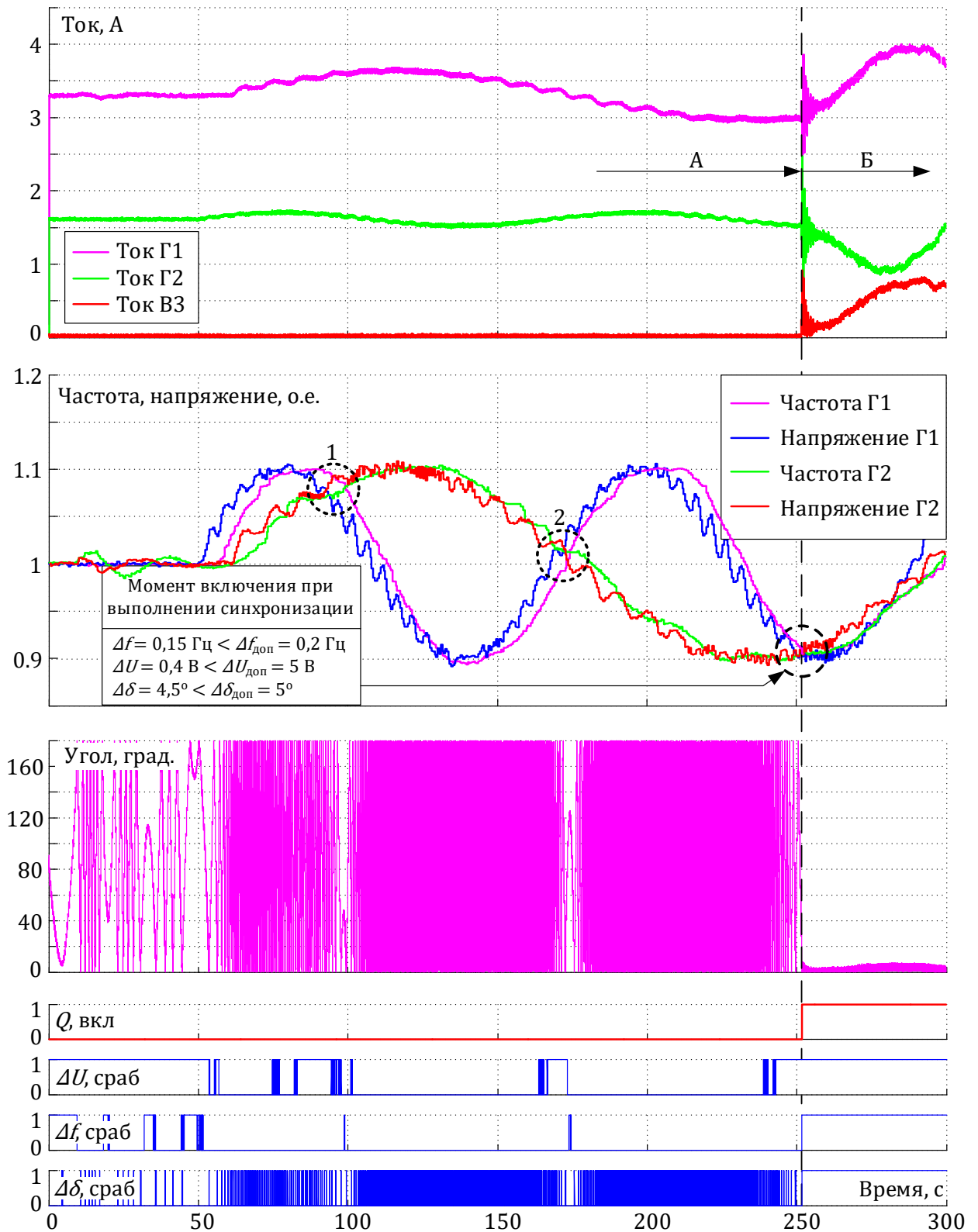


Рисунок 4.15 – Осциллограммы процесса синхронизации при работе агентов СХ на генераторе Г1 (период сканирования 120 с)

и на генераторе Г2 (период сканирования 240 с)

А – режим сканирования условий синхронизации;

Б – режим параллельной работы (сканирование не остановлено)

Важно отметить, что пересечение гармонизированных сигналов по концам выключателя ВЗ было дважды до момента его включения: в областях 1 и 2 (рис. 4.15). Обеспечить синхронное включение в эти промежутки времени оказалось невозможно по причине разных углов векторов напряжений по концам выключателя ВЗ. Здесь для гарантированного синхронного включения нужно обеспечить полный проворот между этими векторами при обеспечении условий синхронизации, что достигается корректным расчетом периода сканирования и выбором его типа (синусоидальный, пилообразный, трапецеидальный).

Таким образом, испытания алгоритмов работы агентов синхронизации двух электрических станций между собой на удалённом выключателе показали:

- синхронизация на удалённом выключателе возможна при выполнении сканирования на одной из станции и при неизменности частоты и напряжения на другой;
- синхронизация на удалённом выключателе также возможна и при выполнении сканирования на обеих станциях, но её эффективность зависит от периода сканирования, разновременности начала сканирования и его типа (одновременное начало сканирования с одинаковым периодом крайне нежелательно из-за уменьшения вероятности выполнения всех условий синхронного включения);
- фиксировать факт включения ЛИЭС на параллельную работу для простейших двухмашинных систем можно с помощью выделения низкочастотных колебаний в токе ветви обменной мощности ЛИЭС;
- применение агентов синхронизации на станциях позволяет без использования передачи данных и команд телеуправления обеспечить безопасное и успешное включение на параллельную работу разделенных активных частей сети на удаленных коммутационных аппаратах.

Результаты эксперимента доказали работоспособность теоретически обоснованных алгоритмов децентрализованной синхронизации. Важно

отметить, что такое управление синхронизацией приводит к сокращению времени ожидания наступления синхронных условий, что повышает надежность электроснабжения потребителей.

Экспериментальное исследование корректности работы агента децентрализованной синхронизации в схеме с тремя ЛИЭС (трех активных частей сети)

Проведение экспериментальных исследований корректности работы агентов децентрализованной синхронизации исключительно на конфигурации с двумя ЛИЭС является методически недостаточным по следующим причинам:

- Во-первых, в простейших схемах трудно оценить адекватность моделирования реальных условий эксплуатации. Современные активные распределительные электрические сети характеризуются множественностью центров генерации, взаимодействующих в сложных вариациях топологии.

- Во-вторых, необходимо оценить корректность алгоритмов работы агентов СХ и их взаимодействия при насыщении сети множеством агентов. Для этого электрическая сеть с тремя центрами генерации уже позволяет оценить устойчивость работы агентов к поэтапному изменению топологии сети, а также к сохранению функциональности всей системы децентрализованной синхронизации при выходе из строя отдельных агентов.

Ограничение исследований на примере двухмашинной системы не позволяет в полной мере оценить

- эмерджентные свойства системы децентрализованной синхронизации, возникающие при увеличении количества взаимодействующих агентов,

- масштабируемость алгоритмов синхронизации в условиях роста размерности задачи.

Переход к модели сети с тремя источниками генерации соответствует принципу «минимальной достаточной сложности» для исследования сетевых

эффектов в децентрализованных системах управления, в том числе и синхронизации. Данная конфигурация является минимальной моделью, позволяющей изучать

- многосторонние взаимодействия агентов,
- неочевидные эффекты и требования координации,
- системные ограничения управляемости.

Таким образом, расширение экспериментальной установки до сети с тремя ЛИЭС является необходимым условием получения репрезентативных результатов, позволяющих распространить полученные выводы на реальные энергетические системы с распределенной генерацией.

Рассмотрим вариант лучевого соединения ЛИЭС между собой. На рисунке 4.16 представлен вариант моделируемой электрической сети с тремя локальными интеллектуальными энергосистемами малой мощности, представленными тремя работающими, как на местную нагрузку, так и параллельно друг другу генераторами. ГУ объединены между собой линиями, моделирующими их «удаленность», управление осуществляется 3-мя генераторными выключателями и 4-мя сетевыми выключателями ($Q_1 - Q_4$).

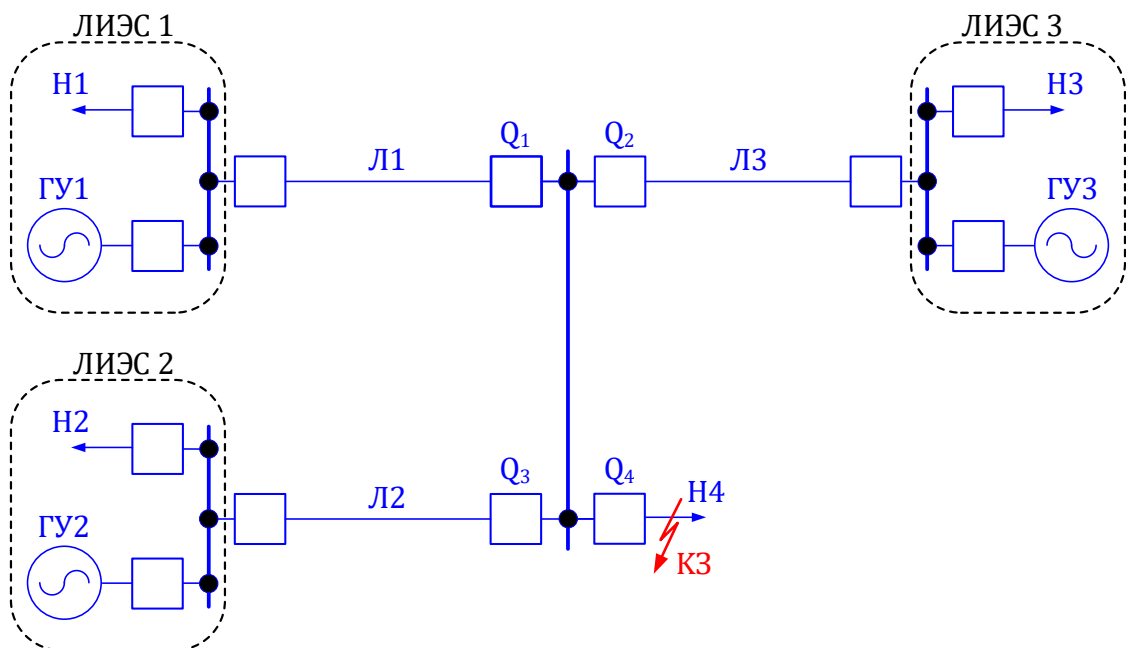


Рисунок 4.16 – Тестовая схема участка сети с тремя ЛИЭС при испытании взаимодействия агентов синхронизации

В рамках первой фазы процесса испытаний производится сборка исходной схемы и режима:

- Выполняется последовательный запуск генераторных установок ГУ1-ГУ3 с последующим включением генераторных выключателей для питания местных нагрузок. На данном этапе все генераторы работают в островном режиме, следовательно, контроллеры, действующие на регуляторы скорости и напряжения генераторов, работают в режиме поддержания заданных в настройках значений частоты и напряжения на шинах генераторов.

- В устройствах релейной защиты и автоматики, управляющих выключателями $Q_1 - Q_3$, вводится в работу АПВ с улавливанием синхронизма.

- Осуществляется поэтапная синхронизация ГУ (в ручном режиме). После успешной сборки сети генераторы ГУ2 и ГУ3 переводятся в режим регулирования перетока мощности по сечению.

Вторая фаза испытаний – моделирование аварийного возмущения, приводящее к разделению сети на активные части, с последующим децентрализованным восстановлением:

- Создается режим трехфазного КЗ путем ручного включения выключателя Q_4 на короткое замыкание.

- В результате такого возмущения фиксируется срабатывание быстродействующих ступеней в устройствах защиты, автоматики и управления линий Л1, Л2 и Л3, в результате чего выключатели $Q_1 - Q_3$ отключаются.

- Фиксируется автоматический переход контроллеров генераторов ГУ2 и ГУ3 в режим регулирования частоты и напряжения (переход осуществляется путем фиксации КЗ пусковым органом по току или напряжению).

- Через заданные выдержки времени (60, 90 и 120 с соответственно) агенты СХ ГУ1, ГУ2 и ГУ3 начинают процесс сканирования (рис. 4.17).

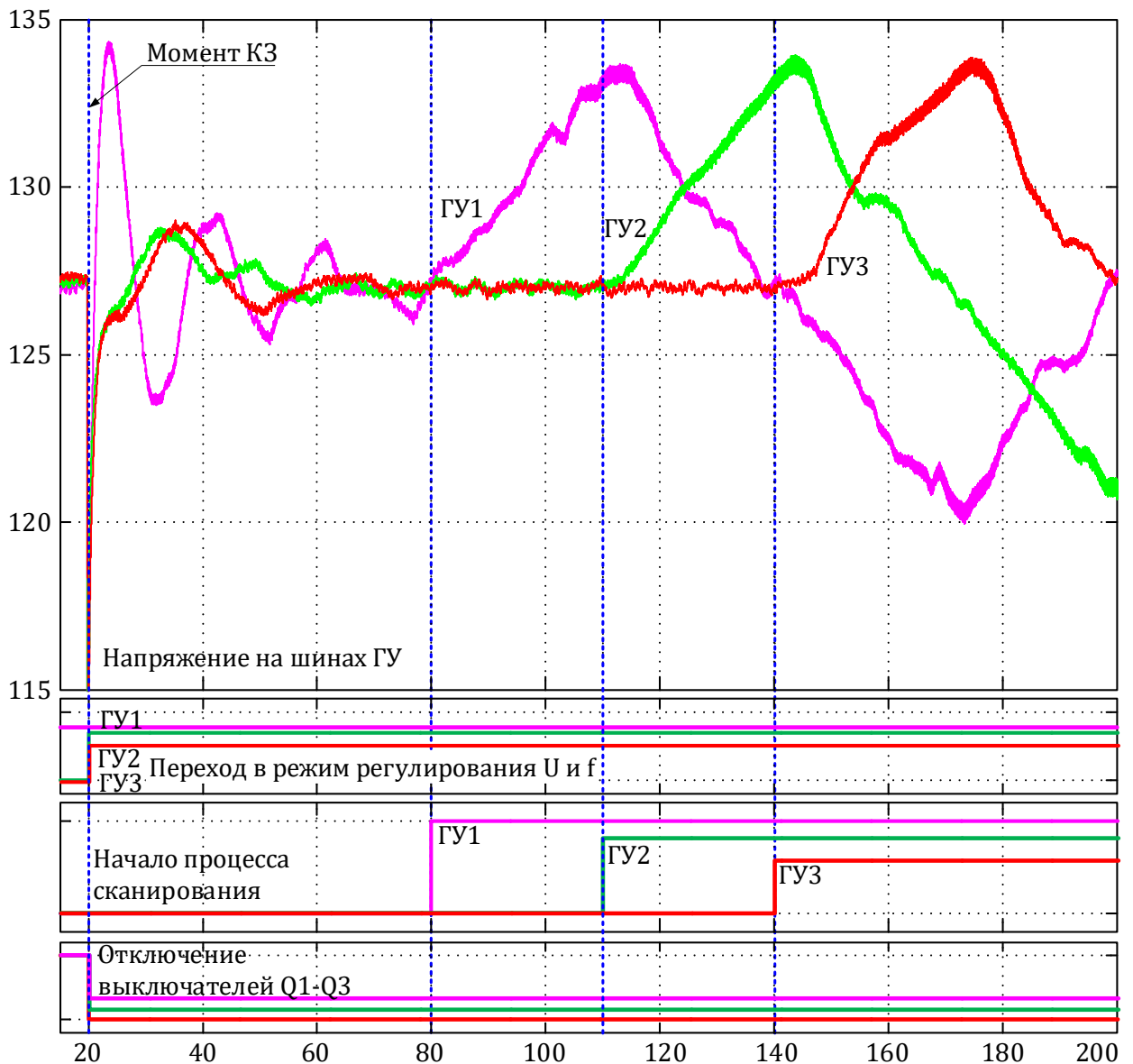


Рисунок 4.17 – Осциллограммы напряжений в фазе А генераторов и сигналов алгоритмов автоматики децентрализованного восстановления нормального режима до, в момент и после КЗ

- После отключения КЗ включается выключатель Q_1 , что приводит к появлению напряжения на шинах питания нагрузки Н4 (рис. 4.16).
- В процессе сканирования на выключателе (например) Q_2 создаются условия для синхронизации, и он включается.
- Фиксируя электромеханический процесс, агенты СХ, установленные на ГУ1 и ГУ2, должны прекратить процесс сканирования и перейти в исходный режим регулирования: ГУ1 - режим вторичного регулирования частоты и напряжения, ГУ2 - в режим выдачи заданной мощности или

поддержания заданного перетока по сечению. В таком режиме частота в объединенной сети поддерживается на уровне 50 Гц. ГУЗ продолжает процесс сканирования (выполнено успешно, рис. 4.18).

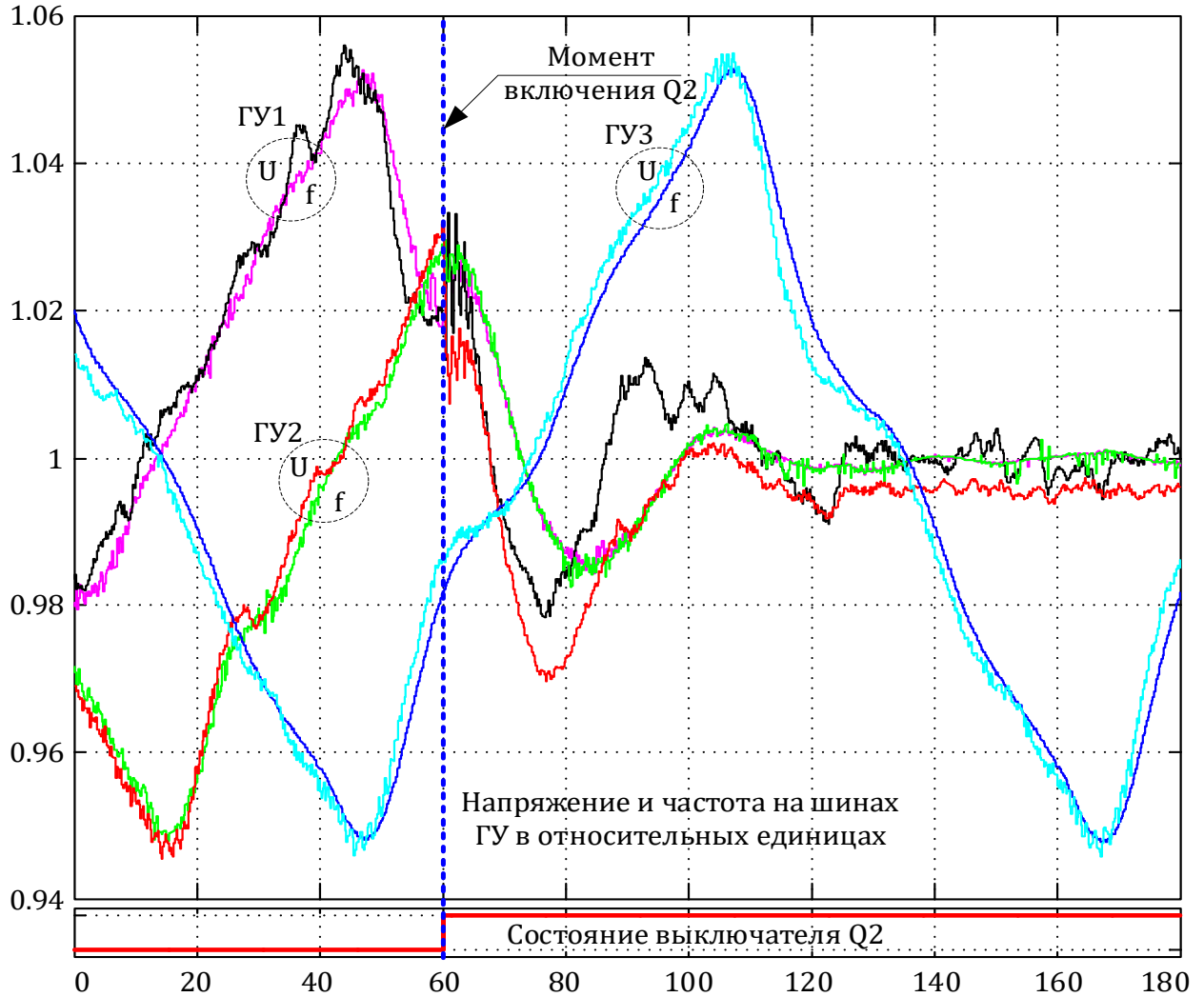


Рисунок 4.18 – Осциллограммы согласованных в относительных единицах напряжений и частот генераторов, сигналов алгоритмов автоматики децентрализованного восстановления нормального режима до, в момент и после включения Q_2 (включение ГУ1 и ГУ2 на параллельную работу)

- В дальнейшем, в процессе выполнения сканирования агентом СХ, установленном на ГУЗ, создаются условия синхронизации на выключателе Q_3 , и он включается.
- Агент СХ ГУЗ, фиксируя электромеханический процесс, должен прекратить процесс сканирования и перейти в исходный режим

регулирования - режим поддержания заданной мощности или перетока мощности по сечению. Автоматическое восстановление нормального режима работы сети выполнено. (рис. 4.19).

Результаты испытаний агентов СХ в сети с тремя ЛИЭС подтвердили работоспособность алгоритмов децентрализованной синхронизации.

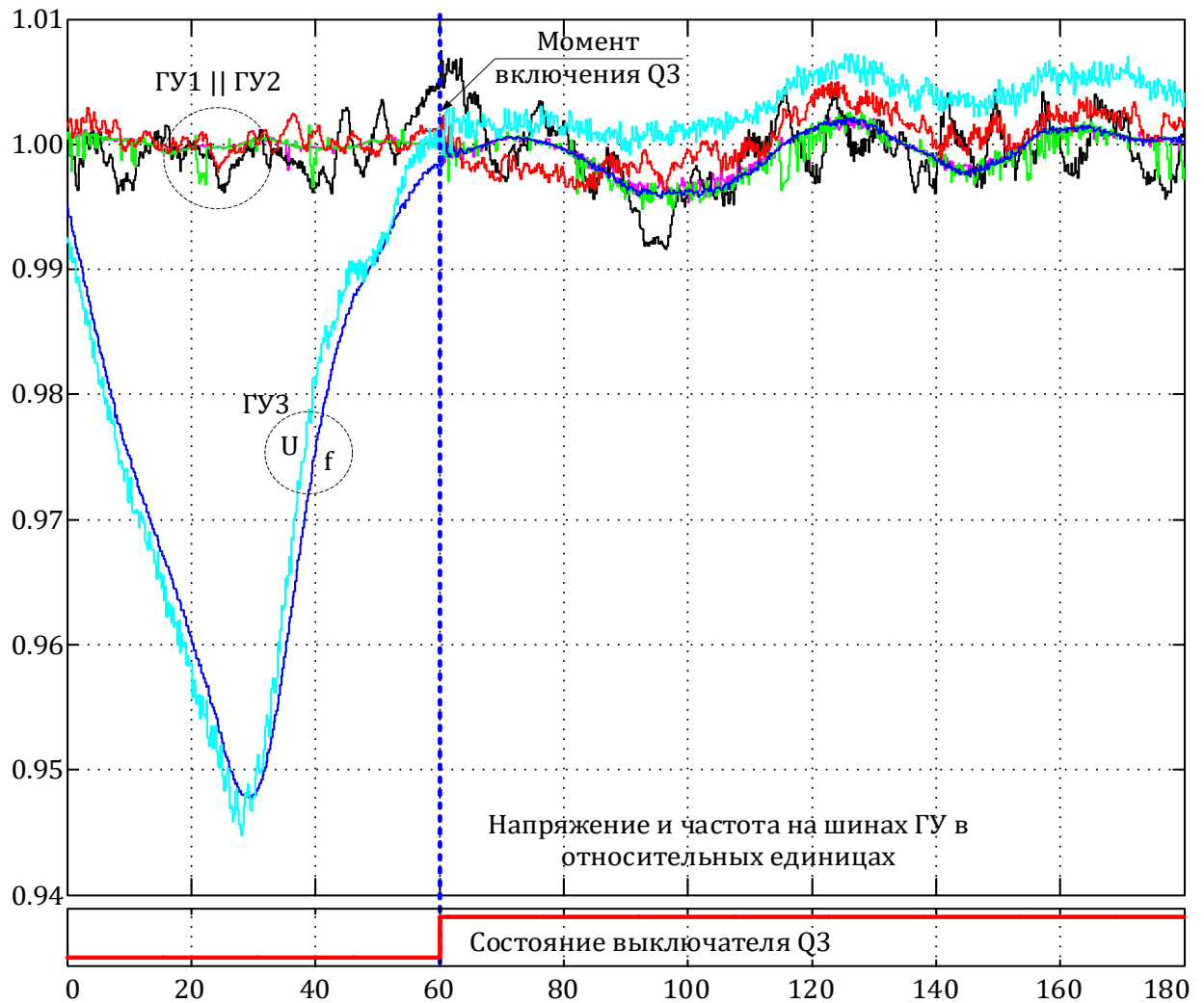


Рисунок 4.19 – Осциллограммы согласованных в относительных единицах напряжений и частот генераторов, сигналов алгоритмов автоматики децентрализованного восстановления нормального режима до, в момент и после включения Q_3 (включение $ГУ1 \parallel ГУ2$ и $ГУ3$ на параллельную работу)

4.3.3 Экспериментальное исследование противоаварийного разделения, восстановления целостности и нормального режима электрической сети с распределенной генерацией

В данном разделе оценивается совместная работа агентов сетевых выключателей линий связи и агентов синхронизации, установленных на электростанциях, в рамках проверки технологии децентрализованного восстановления целостности и нормального режима.

Верификация алгоритмов технологии децентрализованного восстановления целостности и нормального режима требует создания комплексной экспериментальной методики. Представленное исследование демонстрирует поэтапную проверку работоспособности и взаимодействия прототипов агентов сетевых выключателей и агентов синхронизации в контексте управляемого распада сети при КЗ с последующей её сборкой.

Основные этапы эксперимента:

1. Подготовительный:

- сборка тестовой схемы участка сети на электродинамической модели согласно рисунку 4.20;
- конфигурирование интеллектуальных устройств (RAPTOR), выполняющих функции всех задействованных в эксперименте агентов ДМАУ.

2. Основной (испытания):

2.1. Формирование исходного установившегося режима:

- последовательный запуск генераторов ГУ1-ГУ3 с подключением местных нагрузок;
- контроль корректной работы генераторов в автономном режиме (поддержание заданных уставок частоты и напряжения);
- ввод в работу устройств АПВ с улавливанием синхронизма (выключатели $Q_{11} - Q_{42}$);

- управляемая синхронизация всех ЛИЭС друг с другом (осуществляется либо вручную, либо с помощью принудительного запуска агентов синхронизации);
- перевод ГУ1 и ГУ3 в режим регулирования перетока мощности по сечению, без изменений остаются настройки регуляторов ГУ2 (является ведущей по частоте);
- включение Q_{H4} и Q_{H5} для формирования исходной схемы сети с нормальным режимом работы.

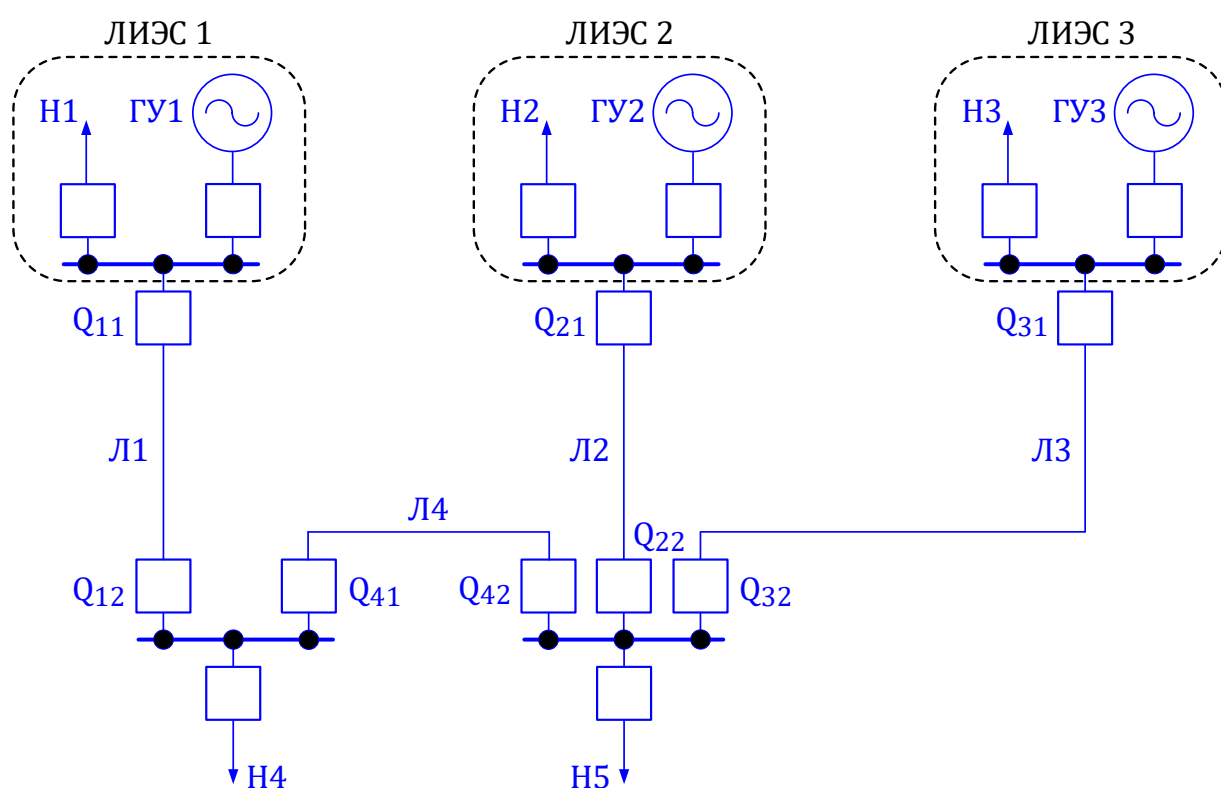


Рисунок 4.20 – Тестовая схема участка сети при испытаниях прототипа автоматики децентрализованного восстановления нормального режима

2.2. Моделирование аварийного режима:

- создание трехфазного КЗ путем управляемого включения нагрузки Н5 на короткую (рис. 4.21);
- в результате такого возмущения фиксируется срабатывание неселективной защиты по минимальному напряжению в агентах СВ с отключением выключателей Q_{12} , Q_{21} , Q_{22} , Q_{32} , Q_{41} , Q_{42} , Q_{H5} ;

- во время бестоковой паузы после срабатывания защит агентов СВ включение нагрузки на коротку устраняется (вручную);

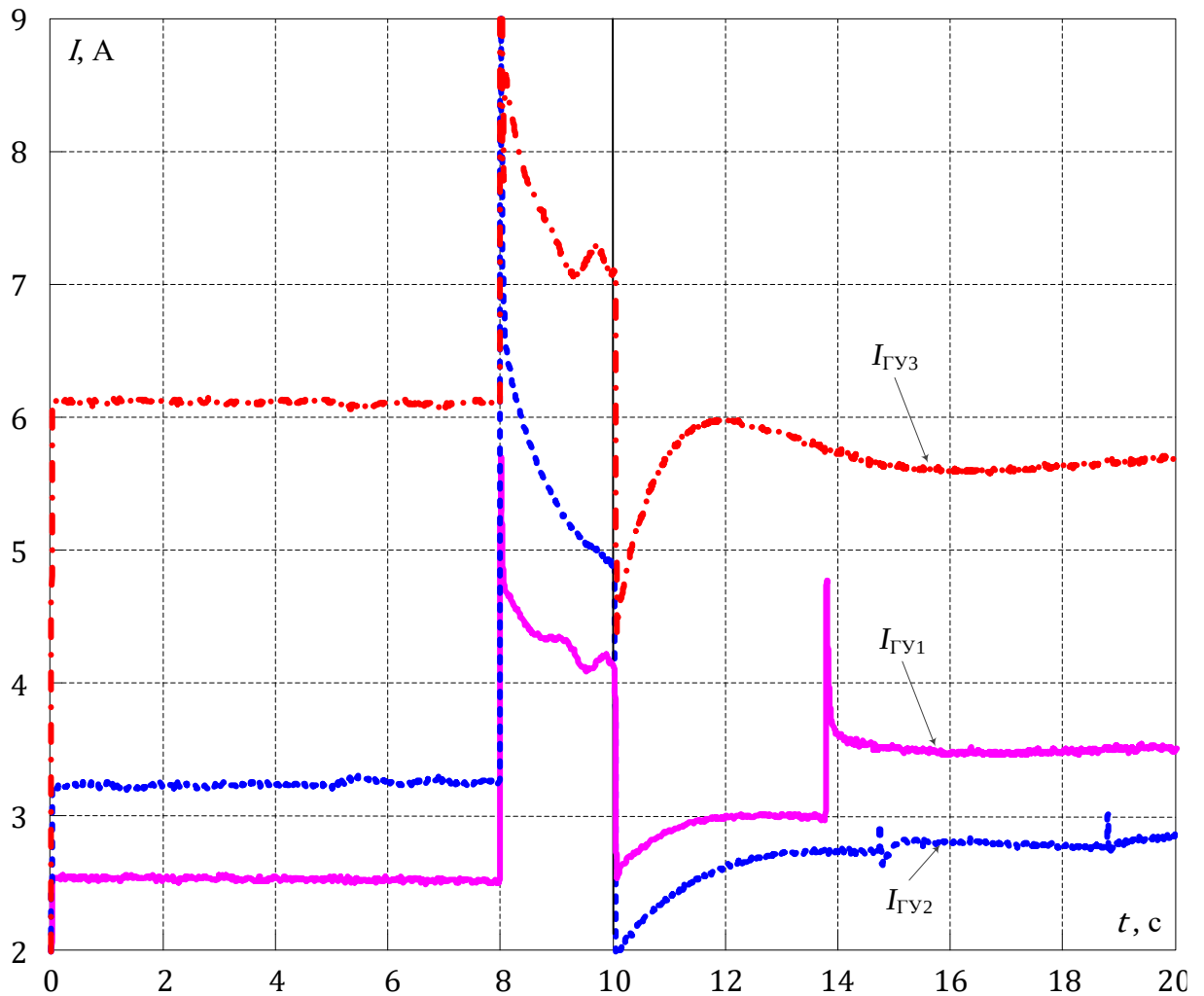


Рисунок 4.21 – Осциллограммы токов генераторов
до, в момент КЗ и после его устранения

Таким образом, условия для запуска процесса восстановления целостности сети выполнены.

2.3. Процесс децентрализованного восстановления:

- При возникновении ситуации, когда на части сетевых выключателей, отключенных при КЗ, появляется напряжение с одной из сторон, реализуется их поочередное включение согласно заданным номерам квантов в такте времени;

- включение выключателя нагрузки Н5 (вручную, т.к. автоматическое включение фидеров нагрузки при восстановлении напряжения в данном эксперименте не рассматривается);
- фиксация создания трёх активных частей тестируемой схемы АРЭС и отсутствия ошибочного несинхронного включения выключателей, разделяющих эти части;
- фиксация автоматического перевода генераторов ГУ1 и ГУ3 в режим регулирования частоты и напряжения;
- инициация процесса сканирования всеми генераторами (ГУ1-ГУ3) через заданные в настройках выдержки времени (50, 60 и 70 с) с момента выявления КЗ.

Осциллограммы процессов, полученные в результате эксперимента, выполненного в соответствии с указанной программой, демонстрируют:

- корректную очередность включения агентами СВ (в соответствии с заданной последовательностью внутри такта) выключателей линий связи при наличии у них напряжения только с одной из сторон после управляемого распада сети при КЗ. Фактическая очередность включения следующая: Q_{12} , Q_{21} , Q_{22} , Q_{42} (рис. 4.22);
- корректное начало по времени процесса сканирования агентами СХ генераторов с последующим созданием условий синхронного включения на выключателе Q_{41} (см. 152-ю сек осциллограммы, рис. 4.23).
- автоматическое прекращение сканирования агентами СХ на ГУ1 и ГУ2 с переходом в исходный режим регулирования (ГУ2 – режим вторичного регулирования частоты и напряжения, ГУ1 – в режим выдачи заданной мощности или поддержания заданного перетока по сечению) после включения Q_{41} (выявляется электромеханический процесс);
- стабильное поддержание частоты в объединенной части сети на уровне 50 Гц;

- эффективное продолжение процесса сканирования ГУЗ с последующим созданием условий успешной синхронизации на выключателе Q_{32} (рис. 4.24);
- автоматическое прекращение сканирования агентом СХ на ГУЗ с переходом в исходный режим регулирования – режим поддержания заданной мощности (автоматическое восстановление нормального режима работы сети выполнено).

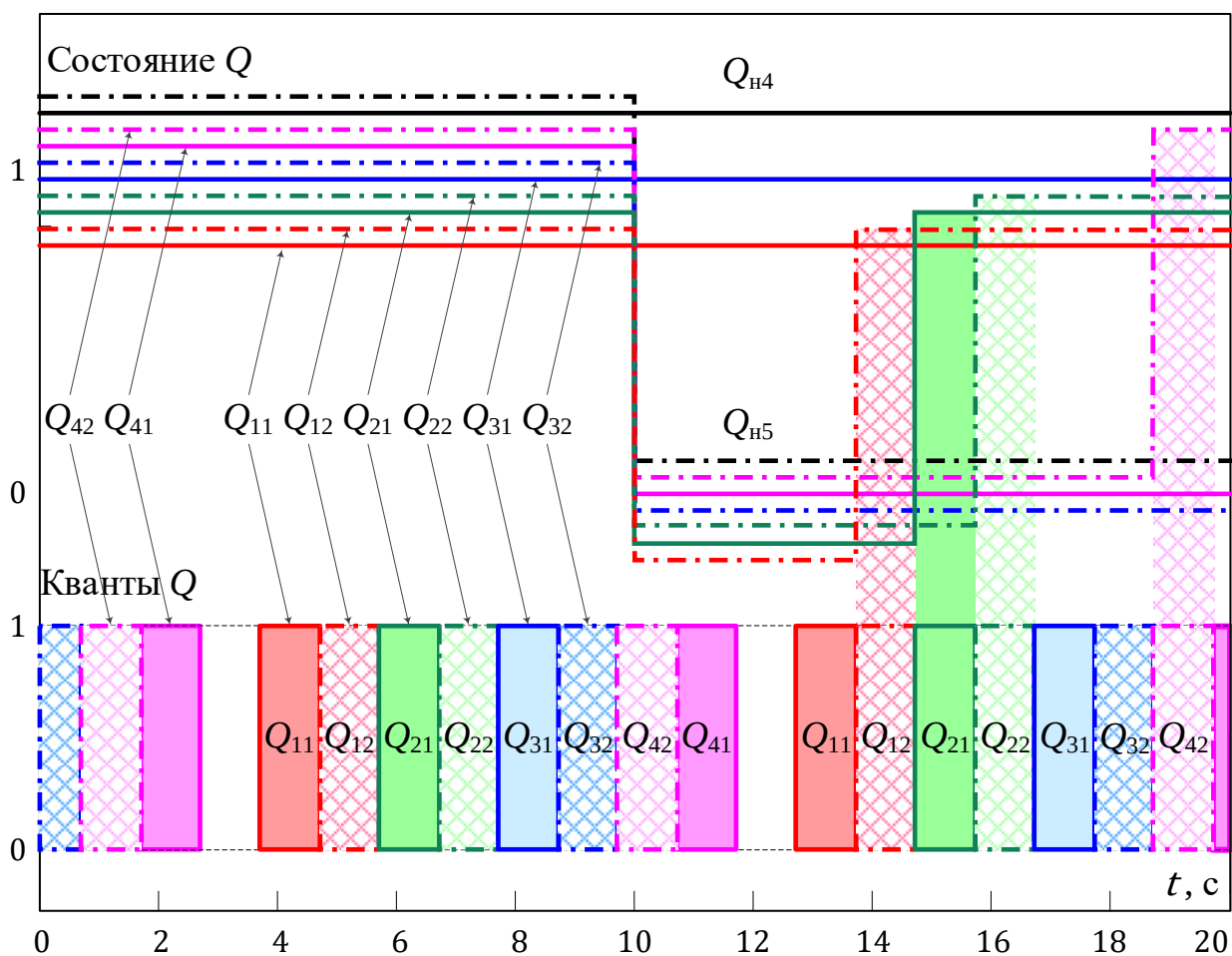


Рисунок 4.22 – Осциллограммы состояния выключателей
до, в момент КЗ и после его устранения

Проведенный эксперимент подтвердил работоспособность технологии управляемого разделения сети с последующим децентрализованным восстановлением её целостности и нормального режима в условиях отсутствия информационных каналов взаимодействия между устройствами. Доказана эффективность предложенных алгоритмов управления,

обеспечивающих исключение ошибочных несинхронных включений, координированное восстановление сети без централизованного управления, надежную работу в условиях ограниченной наблюдаемости режимных параметров.

Результатом также является демонстрация восстановления селективности отключения поврежденной ЛЭП после неселективного срабатывания РЗ при КЗ за счет реализации ее взаимодействия с автоматикой восстановления сети при поочередном повторном включении выключателей внутри своих квантов времени.

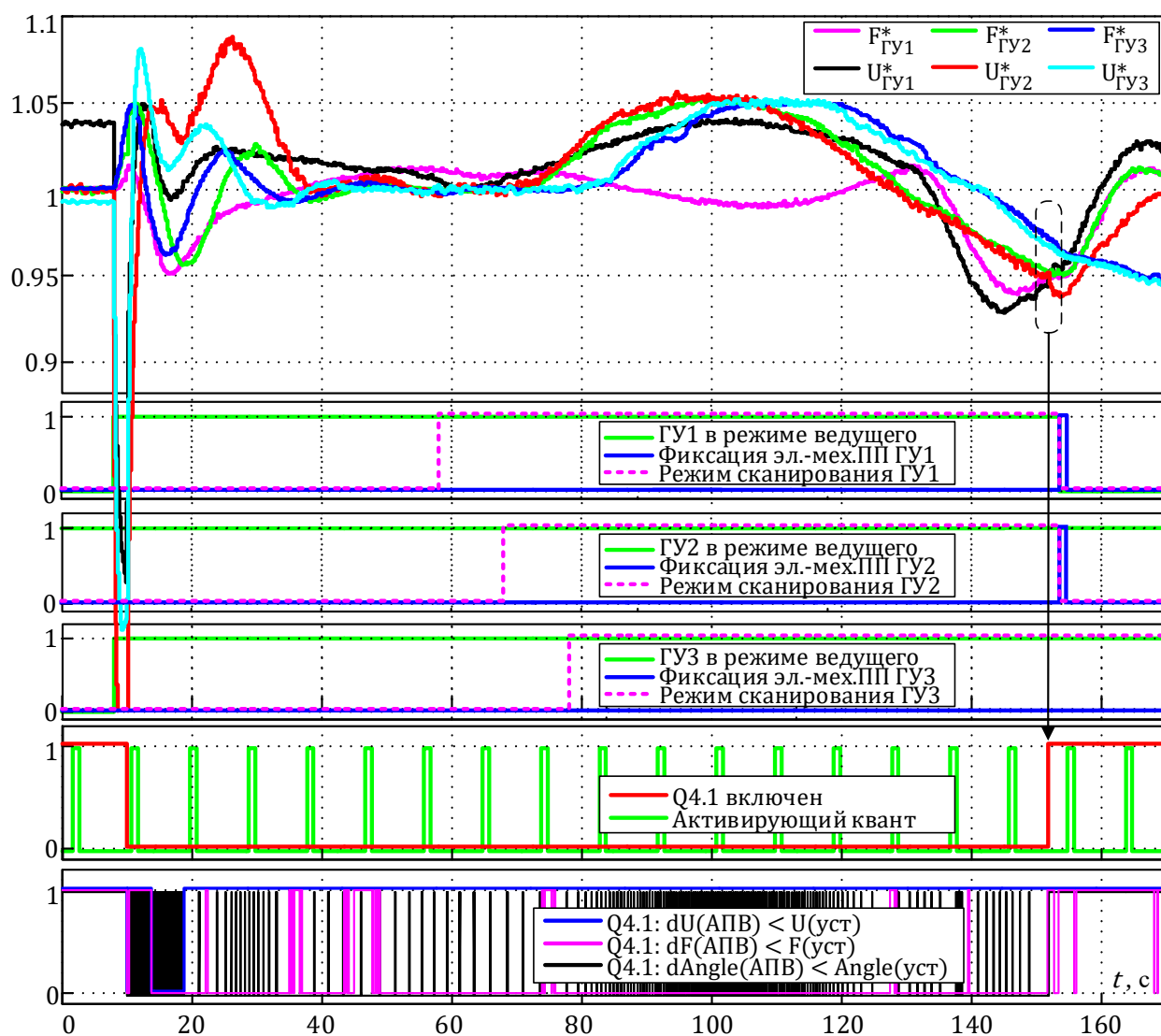


Рисунок 4.23 – Осциллограммы согласованных в относительных единицах напряжений и частоты генераторов до, в момент и после КЗ (включение Г1 и Г2 на параллельную работу)

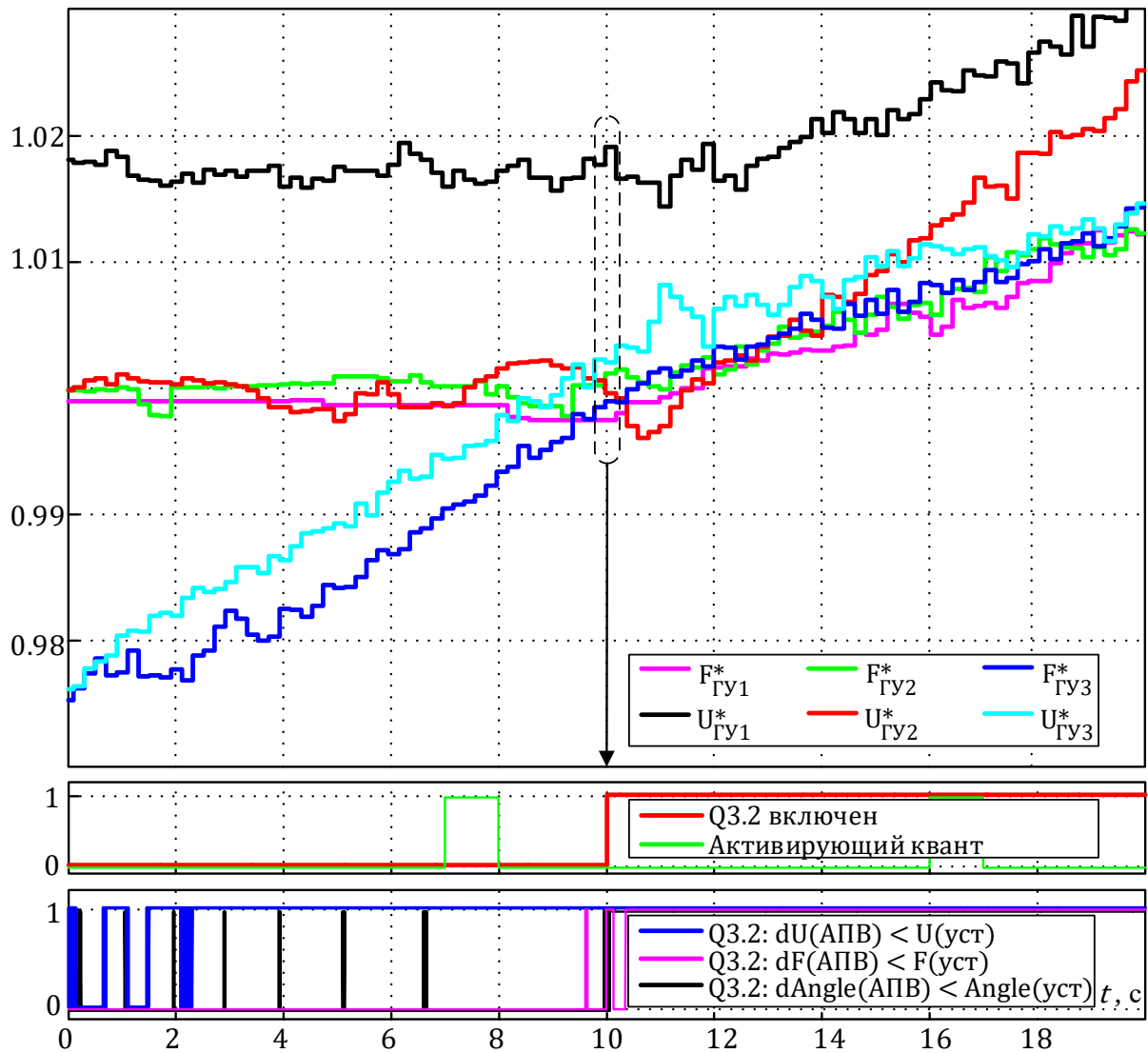


Рисунок 4.24 – Осциллограммы напряжений и частоты генераторов, сигналов алгоритмов автоматики до, в момент и после включения $Q_{3.2}$ (включение Г1||Г2 и Г3 на параллельную работу)

Несмотря на то, что в ходе проведённого эксперимента получен приемлемый результат, есть моменты, которые требуют более подробного разъяснения.

Например, при решении задачи переназначения функции вторичного регулирования частоты в частично восстановленных сегментах активной сети в процессе испытаний сказано, что агенты СХ генераторов после удалённой синхронизации переводят регуляторы частоты и мощности в режим регулирования до аварии. При этом комбинация генераторов при синхронизации получилась такой, что один из них в доаварийном режиме

являлся ведущим по частоте. Нетрудно понять, что в случае первичной синхронизации ГУ1 и ГУ3 (рис. 4.20), частота в объединенной части АРЭС будет поддерживаться участием этих ГУ только в процессах первичного регулирования (так как в доаварийном режиме их контроллеры были настроены на режим выдачи заданной мощности), и она точно будет отличаться от 50 Гц, особенно при включении ранее отключенных фидеров нагрузки вблизи точки КЗ. Данный режим может быть длительным по времени, особенно если КЗ возникнет внутри ЛИЭС вблизи шин станции, осуществляющей вторичное регулирование – здесь в принципе генераторные установки данной станции отключаются быстродействующими технологическими защитами.

Для исключения неоднозначности в вопросах поддержания частоты в процессе полного или частичного восстановления активной сети после её аварийного разделения в *агентах синхронизации* на электрических станциях должно быть реализовано следующее правило:

- *вне зависимости от режима работы регуляторов на электростанции до возникновения аварийного возмущения, требующего запуск процесса сканирования, по окончанию данного процесса, либо по факту синхронизации данной станции с внешней сетью на удалённом или контролируемом выключателе, необходимо перевести регуляторы станции в режим выдачи заданной мощности, либо поддержания заданного уровня перетока по линии связи с внешней сетью.*

Такое правило позволит всегда понимать состояние регуляторов станций после полной или частичной сборки активной сети. Задачу назначения станции в качестве ведущей по частоте после сборки сети необходимо возложить на агента регулирования частоты и мощности электростанции.

Следующим момент, который необходимо рассмотреть – вопрос организации разрешающих квантов времени внутри синхронизированного такта у агентов СВ. В рамках проведённого эксперимента такт времени

состоял из восьми непрерывно следующих друг за другом квантов длительностью 1 секунда с паузой между тактами также в 1 секунду (рис. 4.22). Такая ширина кванта принята для первичной оценки работоспособности технологии децентрализованного восстановления и не является конечным рекомендованным значением для использования её в качестве уставки. Минимально необходимую длительность кванта $t_{\text{квант}}$ в первом приближении можно рассчитать по следующему выражению:

$$t_{\text{квант}} \geq t_{\text{ПО}} + t_{\text{реле}} + t_{\text{вкл.выкл}},$$

где $t_{\text{ПО}}$ – время от момента возникновения напряжения в точке измерений агента СВ до срабатывания (выдачи логической единицы) органа по напряжению максимального действия, фиксирующего появление напряжения, достаточного для дальнейших коммутаций в рамках своего кванта (контролируется попадание значения напряжения в диапазон, задаваемый в уставках агента). Примем равным одному периоду промышленной частоты (20 мс);

$t_{\text{реле}}$ – время от момента срабатывания органа фиксации допустимого напряжения на одной из сторон выключателя (в цифровом виде) до срабатывания промежуточного реле, подключенного к управляющему выходу интеллектуального устройства. Для современных микропроцессорных терминалов и малогабаритных электромеханических промежуточных реле $t_{\text{реле}} = 10 \dots 20$ мс;

$t_{\text{вкл.выкл}}$ – время от момента подачи напряжения на электромагнит включения выключателя до момента полного замыкания контактов. Для современных вакуумных выключателей это время обычно составляет 30 ... 70 мс [155, 156].

Точность синхронизации времени в интеллектуальных устройствах с функцией агентов СВ является основой для правильного поведения всей системы децентрализованного восстановления целостности сети и её

нормального режима. В ситуациях, когда контроллеры агентов СВ синхронизированы с сервером точного времени, но при этом характеризуются разным знаком погрешности, может возникнуть ситуация, когда области смежных разрешающих квантов пересекаются, т.е. возникает вероятность одновременного включения двух выключателей, что абсолютно неприемлемо в рамках основ предлагаемой технологии. Для исключения наложения квантов друг на друга необходимо ввести дополнительные паузы. Длительность паузы между квантами ($t_{\text{паузы}}$) можно рассчитать по выражению:

$$t_{\text{паузы}} \geq 2\Delta t_{\text{синхр}},$$

где $\Delta t_{\text{синхр}}$ – максимальное значение точности синхронизации времени на устройствах в соответствии с используемым протоколом. При использовании протокола NTP (именно этот протокол использован при испытаниях прототипов агентов) в [214] указано, что его точность составляет до ± 10 мс, однако в [215, 216] отмечается, что данное время не гарантируется и реальное значение точности может достигать ± 100 мс. При использовании протокола РТР в [217] отмечают его субмикросекундную точность (< 1 мкс). При использовании типовой схемы синхронизации оборудования станций и подстанций (совместное использование протоколов SNTP и PPS [218]) достигается точность синхронизации ± 1 мкс [216].

На рисунке 4.25 представлен вариант формирования такта из шести квантов времени с учетом вышеуказанных требований. В таком случае наличие пауз между квантами не требует организации дополнительных промежутков между тактами.

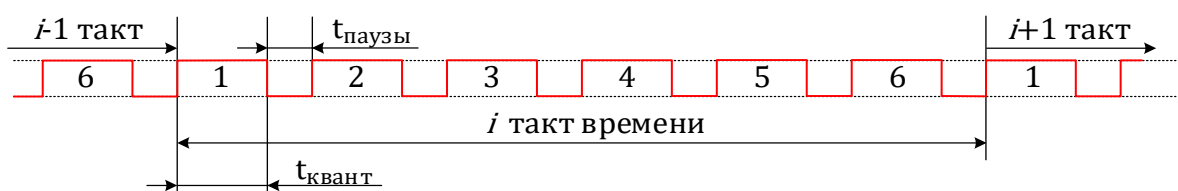


Рисунок 4.25 – Вариант формирования такта с паузами между квантами

Рассмотрим ещё одну ситуацию, которую обязательно необходимо учесть в алгоритмах агентов сетевых выключателей.

При интеграции в активную распределительную сеть крупных потребителей, питающихся через силовые трансформаторы, не исключено возникновение переходных процессов, связанных с бросками намагничивающего тока. Данное явление обусловлено резким уменьшением сопротивления трансформатора вследствие насыщения его магнитопровода в момент включения. Данный процесс характеризуется кратковременным (до 0.1-0.5 с) возрастанием тока (бросок тока намагничивания (БТН)), в 4-8 раз превышающим номинальное значение [219], а также локальным снижением напряжения в точке подключения трансформатора к сети.

На рисунке 4.26 представлена осциллограмма токов и линейных напряжений через выключатель В12 со стороны линии Л2 при синхронной работе активной сети и включении на холостом ходу силового трансформатора (мощность соизмерима с мощностью ГУ) через выключатель В53 (рис. 4.4). В результате БТН в зоне действия агента СВ выключателя В12 зафиксирована просадка линейного напряжения от 14 до 21,7% относительно $U_{ном}$.

Для исключения влияния БТН на выбор уставки срабатывания органа минимального напряжения агента сетевого выключателя можно дополнительно анализировать ток через выключатель и распознавать факт включения трансформатора в сеть, например, используя отличительные признаки [220], либо контролировать процентное содержание второй и четвертой гармоник в токе через выключатель по отношению к первой, что широко распространено в алгоритмах дифференциальной защиты трансформатора, например в [221].

Для исключения ложной работы при БТН в алгоритмах агентов СВ (в случае задания уставки по напряжению, равной уставке технологических защит на объектах МГ, а именно $0.8U_{ном}$) реализован орган блокировки по контролю гармонического состава тока с использованием фильтров Фурье в

соответствии с рекомендациями в [222]. Необходимое условие блокирования в таком случае будет определяться по выражению

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{(2)} + I_{(4)}}{I_{(1)}} \geq k_{\text{блок}},$$

где $I_{(1)}$, $I_{(2)}$, $I_{(4)}$ – действующие значения основной, второй и четвертой гармоник тока, протекающего через сетевой выключатель;

$k_{\text{блок}}$ – уставка по допустимому содержанию четных гармоник тока по отношению к основной (на этапе испытаний принято 0.15, что соответствует рекомендациям в [221]).

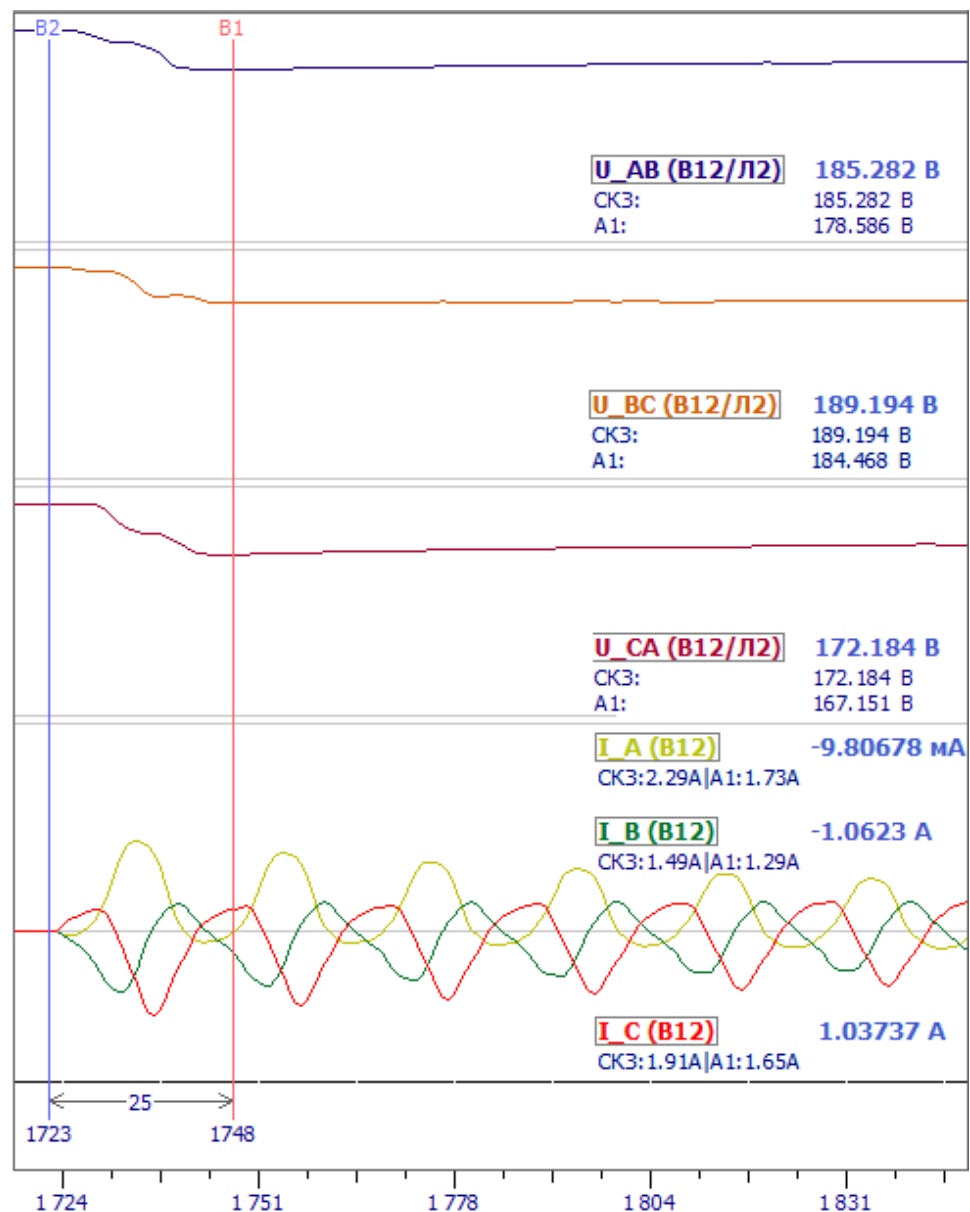


Рисунок 4.26 – Осциллограмма БТН и напряжений в узле подключения

Результат расчета в реальном времени коэффициента $k_{расч}$ для БТН в фазе «А», полученного на физической модели, представлен на рисунке 4.27.

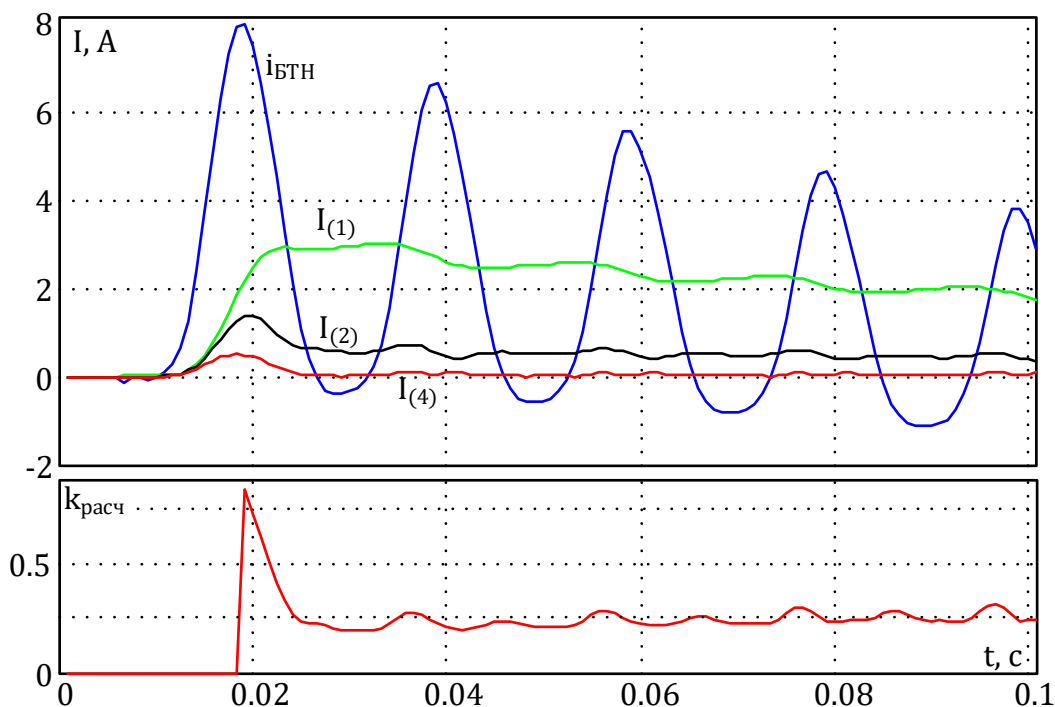


Рисунок 4.27 – Осциллограмма соотношения гармонических составляющих тока при БТН при физическом моделировании

При выявлении хотя бы в одной из фаз признака БТН, полученному по вышеуказанному выражению, в агенте СВ реализована блокировка защиты минимального напряжения на 200 мс.

В рамках выполнения диссертационной работы разработан альбом монтажных электрических схем и базовых алгоритмов прототипа интеллектуального агента сетевого выключателя технологии ДМАУ активными распределительными электрическими сетями с набором быстродействующих и резервных защит присоединения на базе платформы RAPTOR-x86 (приложение В), на базе которых реализован и испытан на физической модели прототип интеллектуального устройства с указанными в приложении функциями.

4.3.4 Экспериментальное исследование агента автоматического регулирования частоты и активной мощности на электростанции

Обеспечение надежности функционирования электроэнергетических систем напрямую зависит от эффективного поддержания баланса активной мощности в режиме реального времени. Данная задача приобретает особую актуальность в условиях объединения малой генерации между собой и возрастающей стохастичности нагрузок.

Технология децентрализованного управления частотой и мощностью представляет собой перспективный подход к решению этой проблемы, где основную роль играют агенты АРЧМ, установленные на электростанциях.

Ключевой особенностью предлагаемого подхода является способность агентов АРЧМ выполнять свою основную функцию (поддержание баланса активной мощности в системе) в условиях полного отсутствия информационных каналов взаимодействия между устройствами. Данный принцип построения системы управления обеспечивает самостоятельность принятия решений на основе локальных измерений и повышает надежность её функционирования за счёт отсутствия общих точек отказа.

В виду сложности задачи, возлагаемой на агенты АРЧМ, и отсутствия наблюдаемости каждым агентом ситуации во всей системе в целом методология испытаний прототипов агентов АРЧМ должна основываться на принципе постепенного усложнения проверяемых задач, начиная с верификации базовых функций агентов. Такой поэтапный подход к проведению испытаний позволяет не только выявить потенциальные недостатки в реализованных алгоритмах и аппаратной части, но и оценить эффективность координации между агентами различных электростанций в рамках отдельных задач в условиях децентрализованного управления. Результаты данных исследований являются фундаментом для последующей разработки сложных сценариев управления, включая третичное регулирование частоты и оптимизацию режимов работы АРЭС в условиях изменяющейся топологии сети.

Первоочередной задачей проводимых исследований на физической модели является проверка корректности реализации в прототипах агентов АРЧМ функций первичного и вторичного регулирования на электростанции

Этап 1. Проверка корректности первичного регулирования частоты в активной электрической сети в островном режиме.

Основной ход выполнения данного этапа и полученные результаты представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Проверка первичного регулирования частоты в ТИЛИЭС

Параметр	Описание
Исходное состояние	Выбрана кольцевая схема сети. Генераторы всех ЛИЭС включены, ТИЛИЭС собрана (для осуществления синхронизации ЛИЭС друг с другом задействованы агенты синхронизации и сетевых выключателей). Агенты РН РС и АРЧМ выведены. Нагрузки Н2, Н4 и Н6 отключены. Исходное состояние схемы ТИЛИЭС представлено на рисунке 4.28, (область 1).
Режим (исходный)	Частота в ТИЛИЭС после сборки – 50.08 Гц. Мощность генерации ЛИЭС1 и ЛИЭС2 равна 4 кВт, а потребление внутри каждой ЛИЭС около 2 кВт. При подключении ЛИЭС к ТИЛИЭС на этапе сборки их регуляторы настроены на поддержание нулевого перетока обменной мощности с внешней сетью. Статизм регуляторов станций ЛИЭС1 и ЛИЭС2 – 7%, а ЛИЭС3 (3 кВт) – 8%. Все станции участвуют только в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ). Перетоки мощности, напряжения в узлах и частота в ТИЛИЭС в исходном режиме представлены на рисунке 4.28, (область 2).
Конечное состояние	Конфигурация сети соответствует исходному состоянию (рис. 4.28, область 1).
Режим (конечный)	Частота в ТИЛИЭС в результате участия всех станций в ОПРЧ равна 49.97 Гц. Обменная мощность ЛИЭС1 – ЛИЭС3 – около 0 кВт. Таким образом, параметры конечного режима соответствуют исходному состоянию.

Процесс	Для вывода частоты из зоны допустимых значений включается нагрузка Н2 (0.92 кВт) и Н6 (0.72 кВт). В соответствии с заданным статизмом регуляторов станций под действием ОПРЧ частота устанавливается на уровне 49.1 Гц (рис. 4.29). Далее отключается нагрузка Н2 – частота устанавливается на новом уровне – 49.46 Гц. После плавно уменьшается потребление осветительной нагрузки Н6 до нуля (остается включенным только реактор) – частота устанавливается на уровне 49.68 Гц. На последнем этапе отключается Н6 – происходит переход в конечный режим.

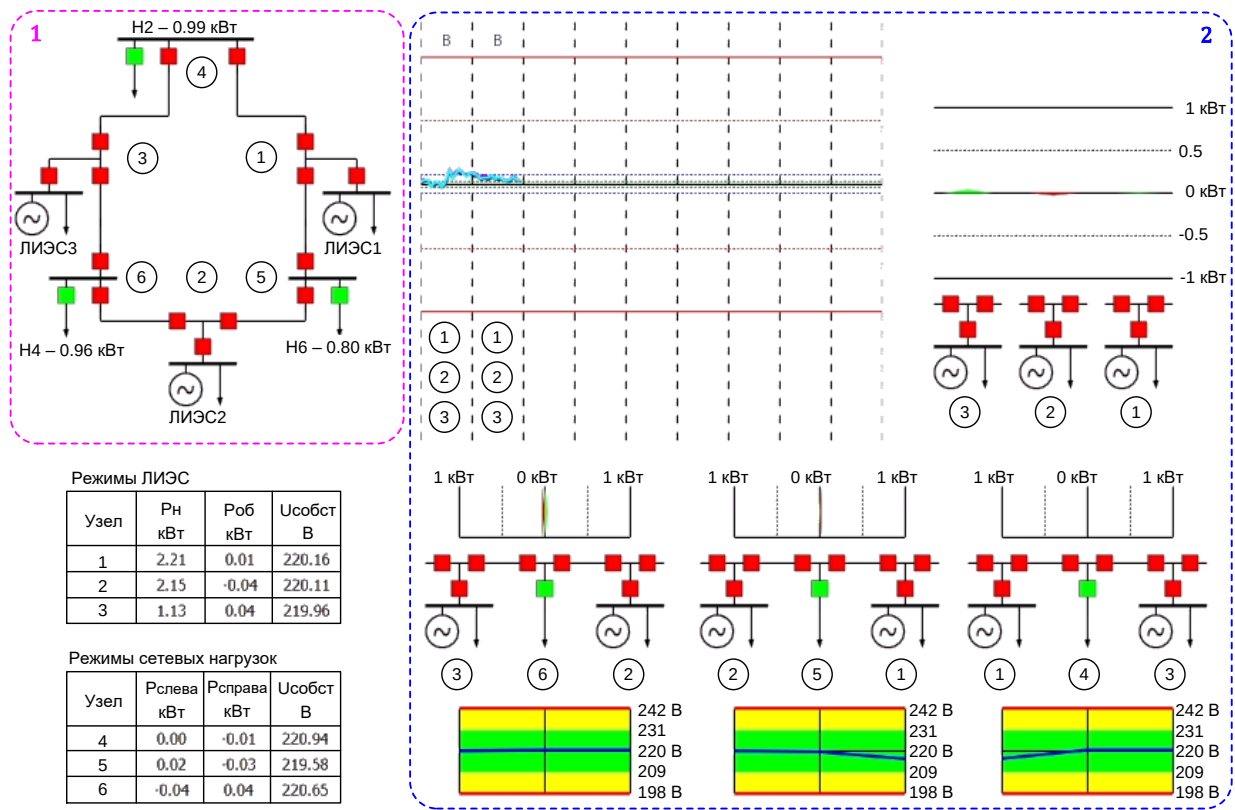


Рисунок 4.28 – Снимок окна наблюдения за режимом сети.

Проверка ОПРЧ (исходный режим)

Результаты проведенного эксперимента показали корректность участия станций в ОПРЧ, станции с равным статизмом в равных долях увеличили свою выдаваемую мощность (рис. 4.29).

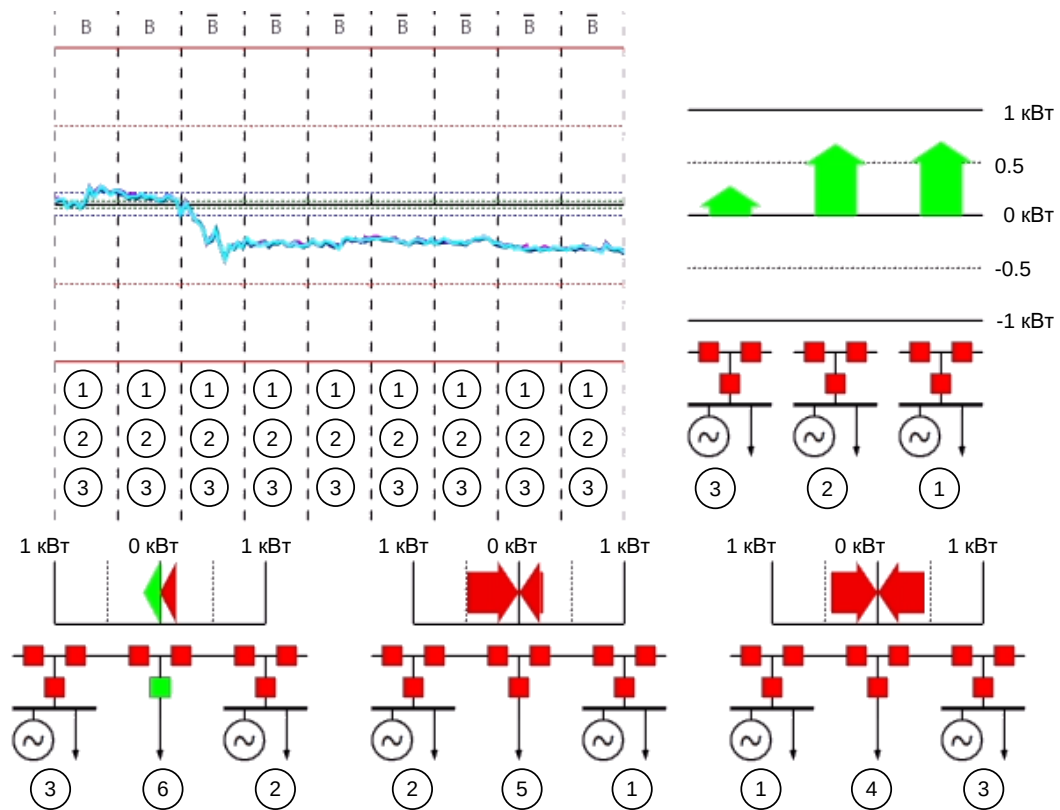


Рисунок 4.29 – Фрагмент окна наблюдения за режимом сети.

Проверка ОПРЧ (промежуточный режим)

Этап 2. Проверка корректности вторичного регулирования частоты в активной электрической сети в островном режиме.

Основной ход выполнения данного этапа и полученные результаты представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Проверка вторичного регулирования частоты в ТИЛИЭС

Параметр	Описание
Исходное состояние	Выбрана кольцевая схема сети. Генераторы всех ЛИЭС включены, ТИЛИЭС собрана. Агенты РН РС и АРЧМ выведены. Нагрузка Н6 включена. Исходное состояние схемы ТИЛИЭС представлено на рисунке 4.30, (область 1).
Режим (исходный)	Все станции участвуют только в ОПРЧ. Перетоки мощности и частота в ТИЛИЭС в исходном режиме представлены на рисунке 4.30, (область 2).

Процесс	Для ввода частоты в коридор допустимых значений на генерации ЛИЭС2 вручную вводится вторичное регулирование частоты и через 54 с частота устанавливается на уровне 50 Гц.
Конечное состояние	Конфигурация сети соответствует исходному состоянию, у генерации ЛИЭС2 введено вторичное регулирование частоты (рис. 4.31, область 1).
Режим (конечный)	Частота в ТИЛИЭС в результате вторичного регулирования (ЛИЭС2) установилась на уровне 50 Гц. Обменная мощность ЛИЭС1 и ЛИЭС3 – около 0 кВт. Весь наброс мощности компенсирует станция ЛИЭС2. Перетоки мощности в ЛИЭС в конечном режиме и график изменения частоты представлены на рисунке 4.31, область 2.

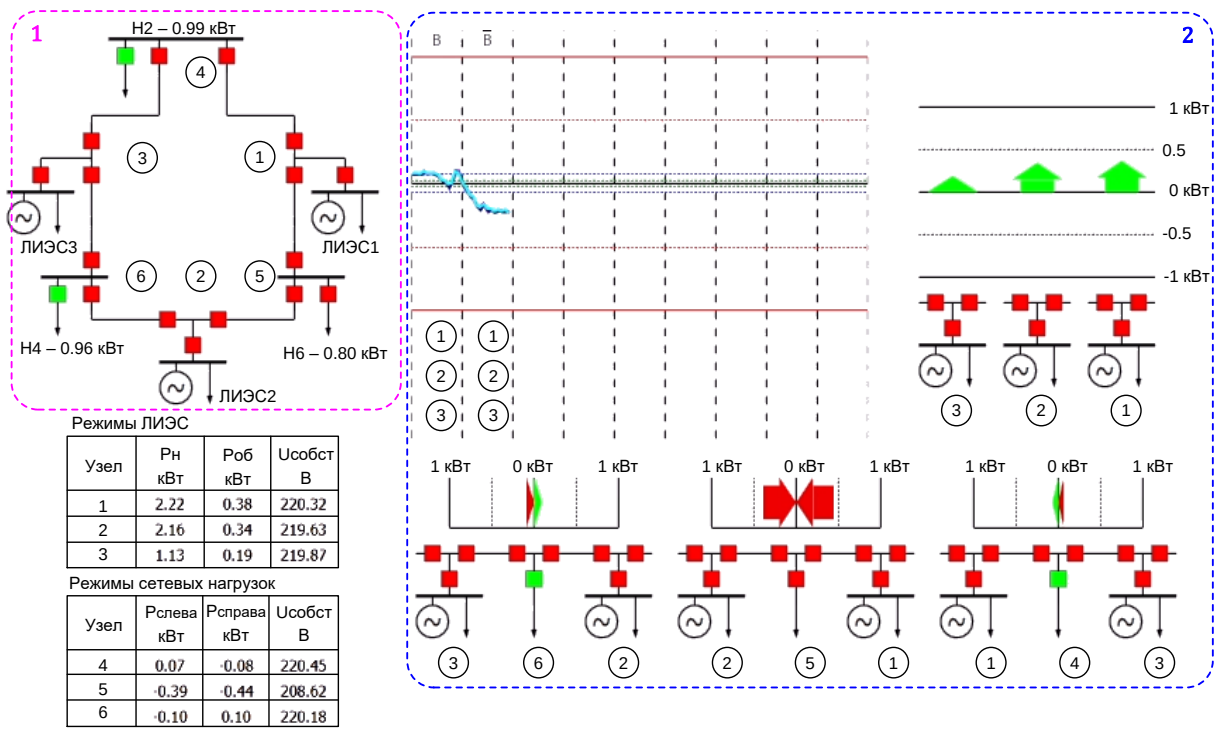


Рисунок 4.30 – Фрагмент окна наблюдения за режимом сети.

Проверка вторичного регулирования (исходный режим)

Результаты проведённого эксперимента показали корректность реализации алгоритма вторичного регулирования частоты на примере генерации ЛИЭС2. Ввиду однотипности алгоритмов агентов АРЧМ на

других ЛИЭС можно с уверенностью говорить о корректности работы тестируемой части функционала на всех агентах.

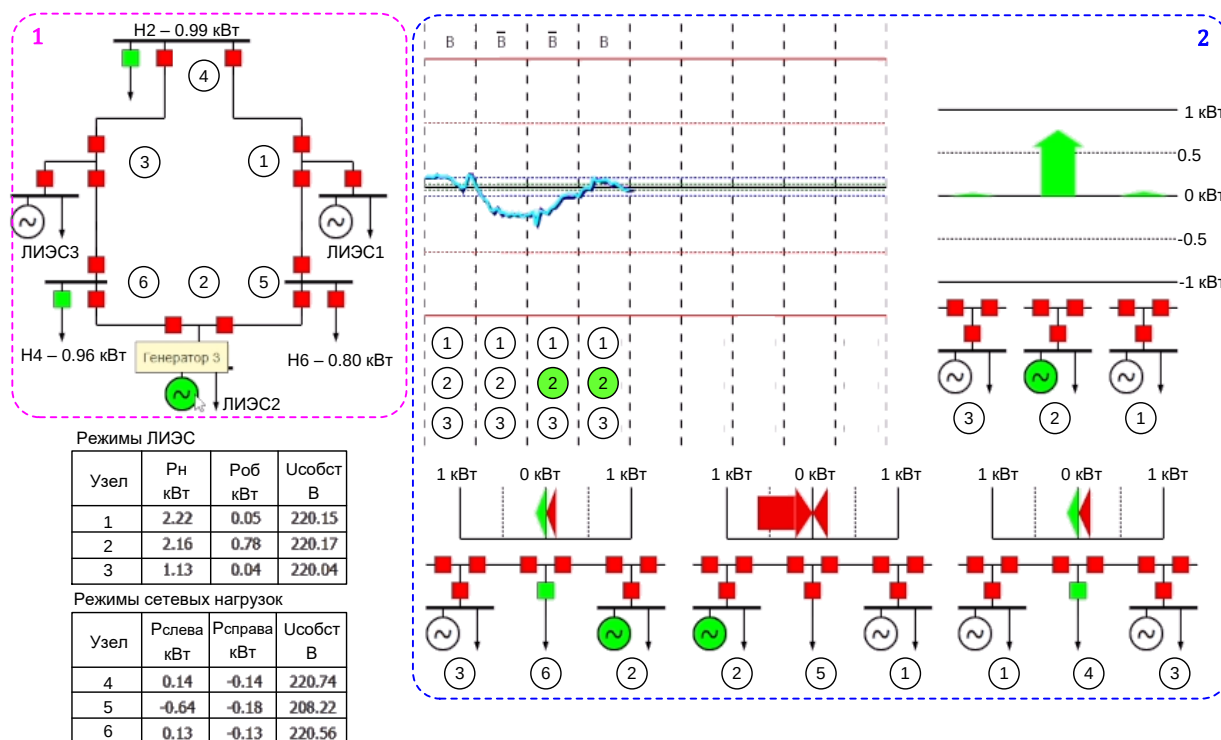


Рисунок 4.31 – Фрагмент окна наблюдения за режимом сети.

Проверка вторичного регулирования (конечный режим)

Этап 3. Проверка возможности фиксации достижения предела по статической устойчивости

Ранее в диссертации отмечалось, что достижение предела по статической устойчивости генератора проявляется значительным снижением частоты свободных колебаний активной мощности нагружаемых генераторов (в 1.5 ... 2.0 раза по сравнению с частотой колебаний ГУ с нулевой обменной мощностью ЛИЭС).

Рассмотрим подробнее данное явление на примере разомкнутого участка кольцевой сети, представленного на рисунке 4.32. Вся нагрузка вне ЛИЭС отключена. В рассматриваемом режиме станция ЛИЭС2 выполняет вторичное регулирование частоты в ТИЛИЭС, а две остальные работают с заданием по удержанию перетока обменной мощности. Генераторы ЛИЭС1 и

ЛИЭС2 однотипные, все линии на схеме имеют одинаковые параметры, поэтому при нарушении статической устойчивости между этими ЛИЭС электрический центр качаний будет равноудалён от шин их станций и в идеальном случае будет располагаться в районе подстанции, питающей нагрузку Н6 (рис. 4.32, Н6 отключена). При рассмотрении особенностей параллельной работы ЛИЭС2 и ЛИЭС3 возникает иная ситуация – мощность генератора Г1 (ЛИЭС3) меньше, чем у генератора ЛИЭС2, следовательно его собственное сопротивление будет больше. В связи с чем, при нарушении параллельной работы между этими генераторами ЭЦК будет смещен к шинам станции ЛИЭС3. В таком режиме агент экспресс отключения ЛИЭС3 должен отделить её от внешней сети.

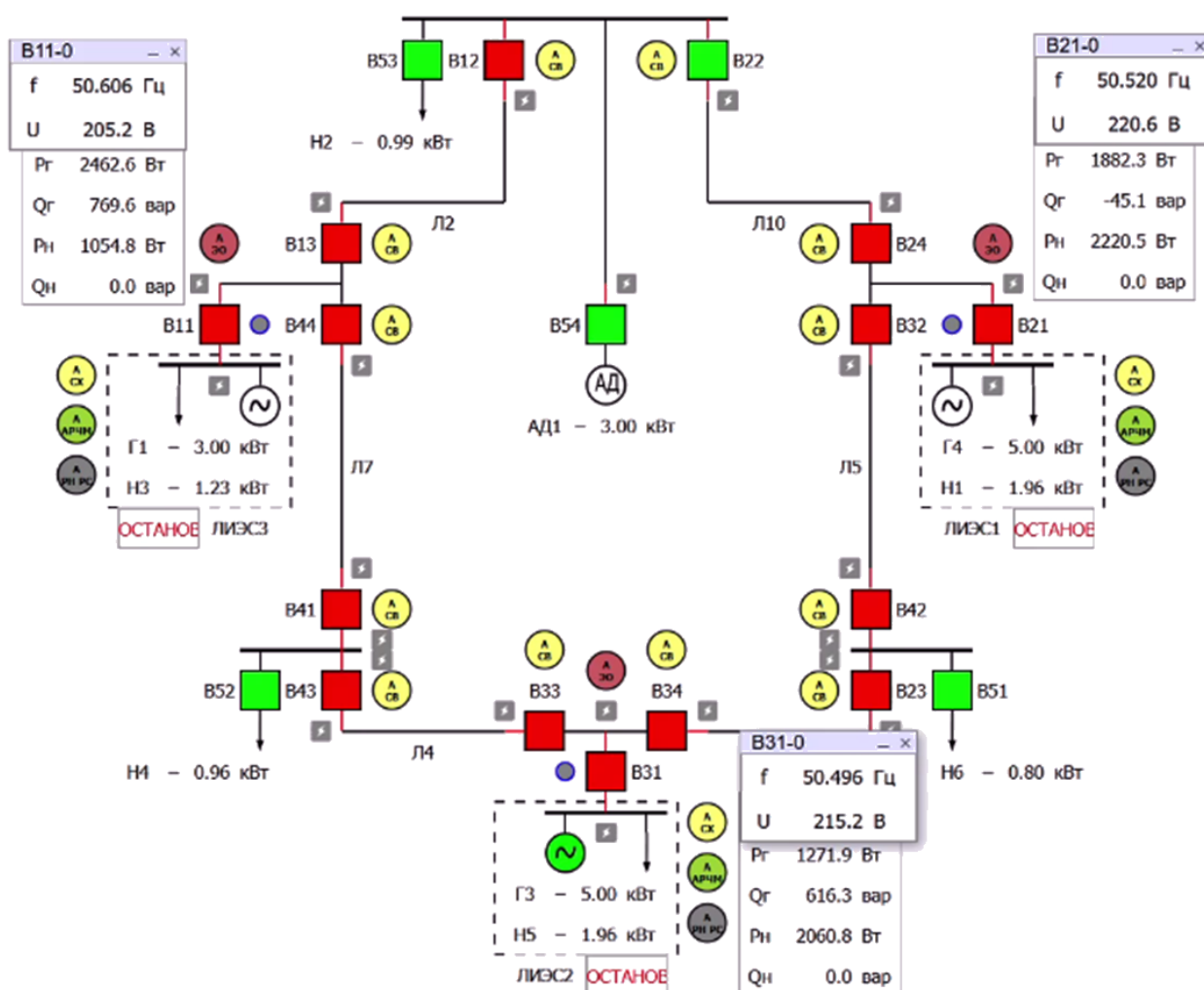


Рисунок 4.32 – Схема электрической сети при фиксации предела по статической устойчивости

Именно этот случай наиболее информативен, поэтому рассмотрим его подробнее:

- На последнем этапе сборки активной сети (рис. 4.32) включается выключатель В11 и генерация всех ЛИЭС начинает работать синхронно. Этот момент отмечен на осциллограммах сигналов данного процесса (рис. 4.33) вертикальной пунктирной красной линией вблизи отметки времени 10 с. Ему характерны нулевой переток активной мощности по линии Л7 ($P_{Л7}$), вместе с Л4 связывающей ЛИЭС2 и ЛИЭС3 (рис. 4.33, верхний график, черная сплошная линия), а также нулевой угол (δ) между векторами напряжений на шинах рассматриваемых ЛИЭС (рис. 4.33, верхний график, получен в результате синхронизации и обработке осциллограмм с разных устройств, полученных при эксперименте).

- После включения на параллельную работу ЛИЭС3 его агентом синхронизации распознается электромеханический затухающий переходной процесс, что наглядно видно по колебаниям мощности $P_{Л7}$ относительно своего усреднённого значения $P_{Л7(1с)}$ на интервале 1 с (рис. 4.33). При этом в интеллектуальном устройстве производится расчет частоты электромеханических колебаний $f_{эл.мех.Л7}$ мощности Л7 относительно $P_{Л7(1с)}$, которая немного превышает 0.8 Гц.

- Фактом синхронного включения является наличие низкочастотной составляющей в сигнале активной мощности по Л7 и фиксация смены знака $P_{Л7}$. Осциллограмма данного сигнала представлена на рисунке 4.33.

- После синхронного включения генератор ЛИЭС3 начинает увеличивать выдаваемую в сеть мощность: от 0 до 1.5 кВт, которая протекает в сторону ЛИЭС2 ($P_{Л7}$). Угол δ между напряжениями ЛИЭС также начинает увеличиваться (рис. 4.33, с 10 по 33 сек).

- При достижении угла напряжений на шинах ЛИЭС2 и ЛИЭС3 90° фиксируются низкочастотные колебания активной мощности ($f_{эл.мех.Л7} = 0.22$ Гц) – это в 3.6 раза меньше $f_{эл.мех.Л7}$ при синхронном включении ЛИЭС3.

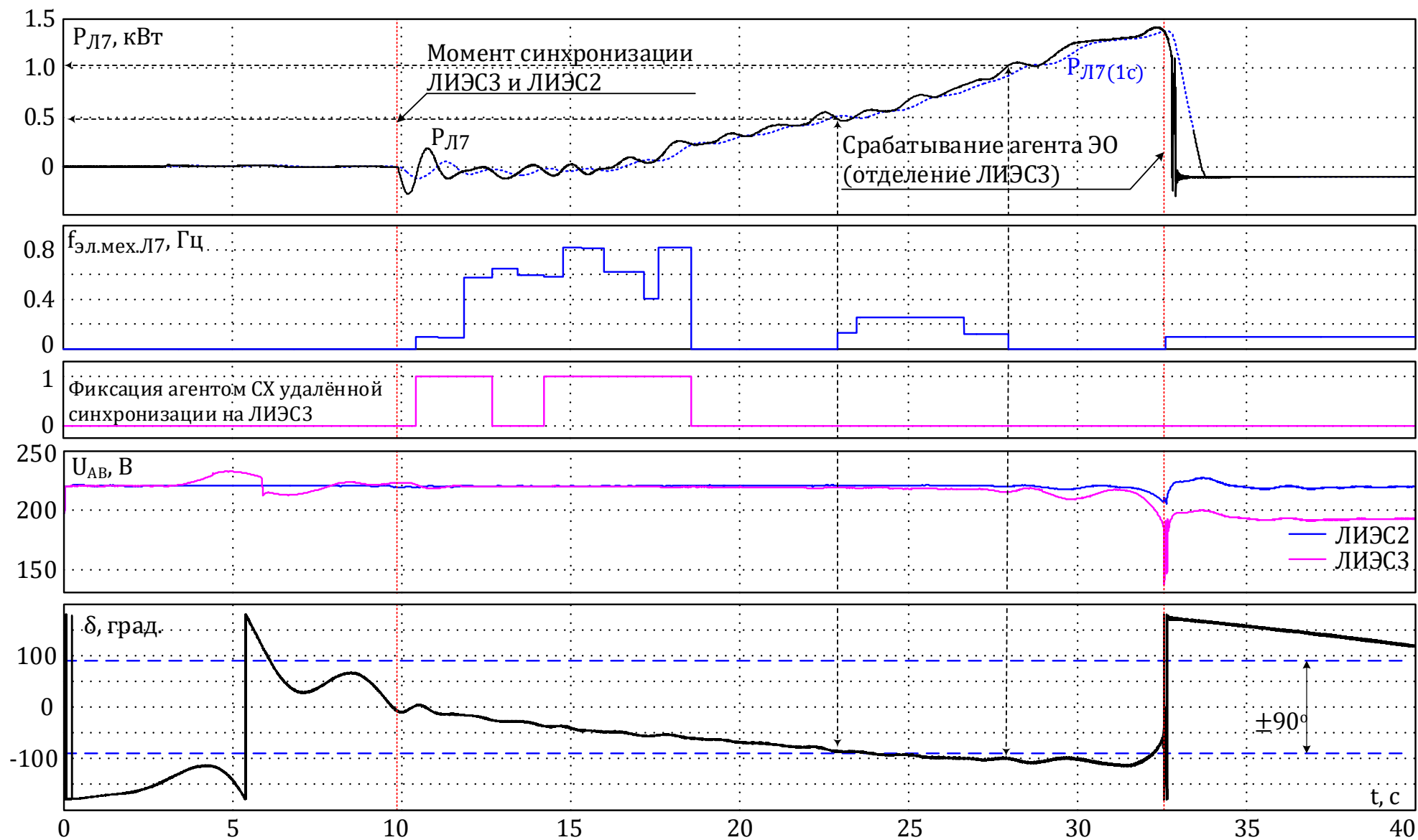


Рисунок 4.33 – Осциллограммы сигналов ТИЛИЭС при нарушении статической устойчивости

- Запрет на дальнейшее увеличение выдачи мощности в ЛИЭС3 во время эксперимента не введен, поэтому генератор продолжает её увеличивать.
- В интервале от 28-й до 33-й секунды осциллограммы (рис. 4.33) угол между напряжениями ЛИЭС превышает 90° и это приводит к снижению напряжения вблизи ЭЦК, располагаемого в районе ЛИЭС3, что наглядно отражено на осциллограмме напряжений (рис. 4.33), где просадка напряжения на шинах ЛИЭС3 больше, чем у ЛИЭС2.
- При снижении напряжения на шинах ЛИЭС3 до уровня порога срабатывания агента экспресс отключения, выполняющего функцию АОСД, происходит отделение ЛИЭС от внешней сети (рис. 4.33). Активная сеть разделена.

Данный эксперимент наглядно демонстрирует, что выявление предела по статической устойчивости возможно при контроле частоты электромеханических колебаний в сигнале обменной мощности, и при его использовании в рассматриваемом примере дальнейший набор мощности генератором ЛИЭС3 прекратился бы на 23-й секунде осциллограммы (рис. 4.33).

Этап 4. Проверка корректности третичного регулирования частоты в активной электрической сети

Проверку корректной работы агентов АРЧМ при выполнении ими третичного регулирования частоты рассмотрим на примере двухмашинной системы, являющейся частью кольцевой сети (рис. 4.32), где ЛИЭС1 работает в островном режиме, а ЛИЭС2 и ЛИЭС3 – параллельно.

В рамках эксперимента в качестве уставок для контроллеров агентов АРЧМ заданы следующие номинальные мощности генераторов:

$$P_{Г3.НОМ} = 4000 \text{ Вт (ЛИЭС2),}$$

$$P_{Г1.НОМ} = 3000 \text{ Вт (ЛИЭС3).}$$

На рисунке 4.34 представлены осциллограммы частоты и активной мощности при введенных в работу агентах АРЧМ для ЛИЭС2 и ЛИЭС3. Рассмотрим подробнее полученные результаты [223]:

- В режиме до синхронизации каждая ЛИЭС работает на собственную нагрузку, поддерживая частоту в своём районе на уровне 50 Гц. Вырабатываемая мощность генераторов в таком режиме для ЛИЭС2 составляет 2100 Вт, а для ЛИЭС3 – 1100 Вт.

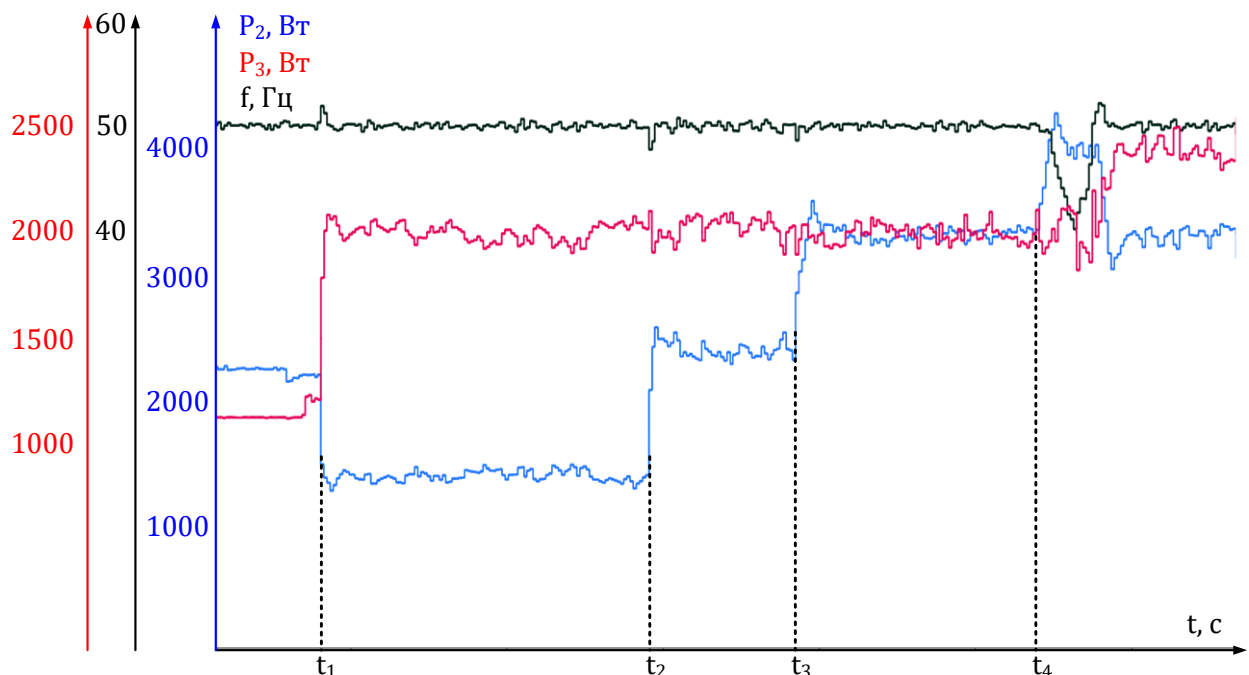


Рисунок 4.34 – Осциллограммы процессов при работе агентов АРЧМ на ЛИЭС2 и ЛИЭС3

- В момент времени t_1 (рис. 4.34) происходит включение ЛИЭС3 на параллельную работу с ЛИЭС2. В этом режиме последняя осуществляет вторичное регулирование частоты (загрузка станции снижается до 1426 Вт, 35.6% от установленной мощности генерации), а ЛИЭС3 переходит на плановое увеличение выдачи мощности до 2000 Вт (66.7% от установленной мощности генерации).

- В момент времени t_2 (рис. 4.34) происходит включение нагрузки Н4 (выключатель В52, рис. 4.32) – ведущая по частоте станция ЛИЭС2

справляется с набросом мощности – загрузка генератора составляет в установившемся режиме 2355 Вт (58.8% от $P_{ГЗ.НОМ}$).

- В момент времени t_3 (рис. 4.34) происходит включение нагрузки Н2 (выключатель В53, рис. 4.32) – ведущая по частоте станция ЛИЭС2 снова справляется с набросом мощности – загрузка генератора составляет в установившемся режиме 3265 Вт (81.6% от $P_{ГЗ.НОМ}$).

- Однако в момент t_4 включается дополнительная нагрузка Н6 (выключатель В51, рис. 4.32) – ЛИЭС2 не справляется с набросом мощности, так как выдаваемая мощность достигла номинальной. Частота в сети в таком режиме снижается (рис. 4.34).

- По истечению двух тактов времени с момента снижения частоты в сети агентами АРЧМ на станциях идентифицируется режим дефицита активной мощности в АРЭС и ЛИЭС3 увеличивает выработку активной мощности на своей станции (третичное регулирование), тем самым восстанавливая резервы мощности на ЛИЭС2. Количество и длительность такта определяется на этапе конфигурирования устройства, на время эксперимента длительность такта принята 30 с.

- При достижении частоты в сети 50 Гц третичное регулирование на генераторе ЛИЭС3 прекращается. Фиксируется установившийся нормальный режим (по истечению двух тактов для агента АРЧМ), в котором мощность ведущей по частоте станции (ЛИЭС2) составляет 3327 Вт (83.2% от $P_{ГЗ.НОМ}$), а ведомой (ЛИЭС3) – 2389 Вт (79.6% от $P_{Г1.НОМ}$).

Проведённый эксперимент доказывает корректность реализованных алгоритмов агентов АРЧМ в части возможности восстановления резервов активной мощности на станции, осуществляющей вторичное регулирование частоты, посредством децентрализованного третичного регулирования на всех остальных станциях, работающих синхронно. Коррекция уставки по мощности на станциях, участвующих только в ОПРЧ, осуществляется при наличии на них резервов, а при их исчерпании коррекция прекращается.

В настройках агентов АРЧМ предлагается 2 варианта коррекции активной мощности при третичном регулировании:

- Равномерное приращение уставки по мощности $P_{Г.уст}$

$$P_{Г.уст} = P_{Г.уст} \pm P_{Г.НОМ} \frac{\Delta T_{рег}}{T_{0 \rightarrow НОМ}},$$

где « $\pm$ » – характеризует различные варианты коррекции мощности (на увеличение или на уменьшение);

$P_{Г.уст}$ – текущее значение задания по выдаваемой мощности;

$P_{Г.НОМ}$ – номинальная мощность генератора;

$\Delta T_{рег}$ – временной шаг расчета регуляторов;

$T_{0 \rightarrow НОМ}$ – приемлемая длительность набора мощности от нулевого значения до номинального.

- Приращение уставки по мощности $P_{Г.уст}$ в зависимости от текущего значения $P_{Г.тек}$. По коррекции на снижение выдаваемой мощности выражение выглядит следующим образом:

$$P_{Г.уст} = P_{Г.уст} - P_{Г.тек} \frac{\Delta T_{рег}}{T_{0 \rightarrow НОМ}},$$

а при коррекции на увеличение мощности:

$$P_{Г.уст} = P_{Г.уст} + (P_{Г.НОМ} - P_{Г.тек}) \frac{\Delta T_{рег}}{T_{0 \rightarrow НОМ}}.$$

Вариант выбора способа коррекции мощности на генераторе при третичном регулировании осуществляется в устройстве путем переключения программной накладки. Уставки по времени должны быть выбраны таким образом, чтобы ни в одном из вариантов скорость коррекции мощности не превышала допустимую для генерирующего оборудования.

При использовании варианта коррекции мощности №2 на всех станциях ТИЛИЭС по окончании нескольких итераций третичного

регулирования загрузка этих станций по отношению к их установленной мощности будет соизмерима.

Этап 5. Проверка корректности самоназначения станции, осуществляющей вторичное регулирование частоты

Проверку корректной работы функции самоназначения ведущей по частоте станции агентами АРЧМ рассмотрим на примере кольцевой сети (рис. 4.32). В настройках агентов заданы следующие номинальные мощности генераторов: $P_{Г4.НОМ} = P_{Г3.НОМ} = 4000 \text{ Вт}$ (ЛИЭС1, ЛИЭС2), $P_{Г1.НОМ} = 3000 \text{ Вт}$ (ЛИЭС3).

На рисунке 4.35 отражены осциллограммы частоты и мощности при введенных в работу агентах АРЧМ для всех ЛИЭС. Рассмотрим подробнее полученные результаты:

- В исходном состоянии собрана кольцевая сеть: все ЛИЭС работают параллельно, в пассивных узлах сети вся нагрузка включена. Станция, осуществляющая вторичное регулирование частоты, не назначена, так как частота в сети находится в коридоре допустимых значений $50 \pm 0.3 \text{ Гц}$. Текущая загрузка генераторов: $P_{Г4.тек} = 3.8 \text{ кВт}$ ($0.95P_{Г4.НОМ}$), $P_{Г3.тек} = 1.97 \text{ кВт}$ ($0.49P_{Г3.НОМ}$), $P_{Г1.тек} = 2.52 \text{ кВт}$ ($0.84P_{Г1.НОМ}$).

- Для вывода частоты из зоны допустимых значений в момент времени t_1 отключается нагрузка Н4 (1 кВт).

- Первые 90 с под действием общего первичного регулирования частота устанавливается на уровне 50.6 Гц.

- Далее в момент времени t_2 (рис. 4.35) агентами АРЧМ фиксируется режим по частоте «Избыточный», и, как следствие, начинается коррекция уставки по выдаваемой мощности генераторов всех ЛИЭС на снижение (третичное регулирование).

- При достижении частоты 50 Гц третичное регулирование на станциях отключается (t_3 , рис. 4.35). Текущая загрузка генераторов: $P_{Г4.тек} = 0.82P_{Г4.НОМ}$, $P_{Г3.тек} = 0.48P_{Г3.НОМ}$, $P_{Г1.тек} = 0.71P_{Г1.НОМ}$.

- В этот момент нагрузка Н4 повторно включается вручную – частота в АРЭС опускается ниже полосы допустимых значений.
- Данный режим через 1 такт (30 с) фиксируется агентами АРЧМ, как режим «Без управления», и на станции ЛИЭС1 автоматически самоназначается ведение вторичного регулирования частоты (t_4 , рис. 4.35). В данном режиме коррекция мощности не осуществляется из-за неопределённости режима по частоте.
- В течение одного такта мощность генерации ЛИЭС1 достигает максимума, а частота в АРЭС при этом не достигает 50 ± 0.3 Гц. Текущая загрузка генераторов: $P_{Г4.тек} = 1.02P_{Г4.НОМ}$, $P_{Г3.тек} = 0.48P_{Г3.НОМ}$, $P_{Г1.тек} = 0.72P_{Г1.НОМ}$.
- Через 30 с право вторичного регулирования частоты автоматически без внешних каналов управления передается ЛИЭС2 (t_5 , рис. 4.35).
- Станция ЛИЭС2 в течение 30 с вводит частоту сети в коридор допустимых значений – система вошла в устойчивое состояние. загрузка генераторов: $P_{Г4.тек} = 1.01P_{Г4.НОМ}$, $P_{Г3.тек} = 0.53P_{Г3.НОМ}$, $P_{Г1.тек} = 0.73P_{Г1.НОМ}$.

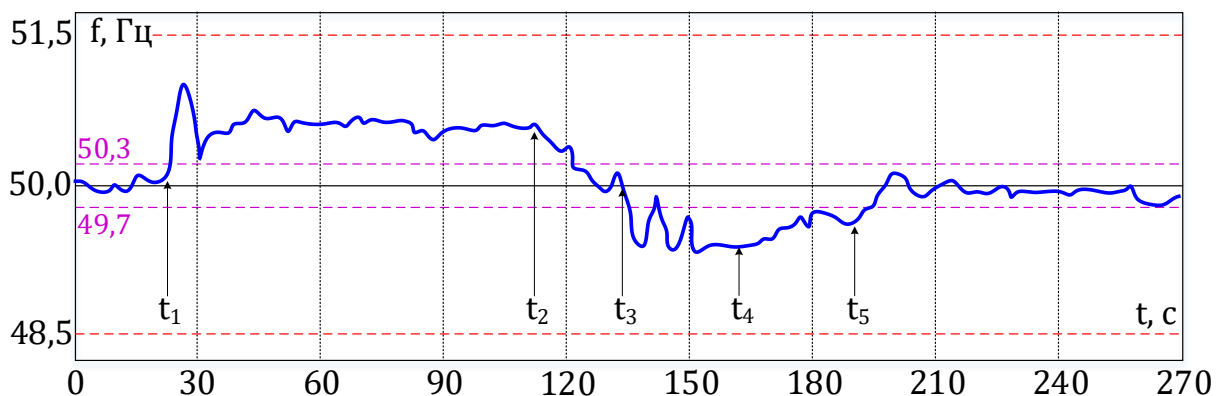


Рисунок 4.35 – Осциллограмма частоты в АРЭС при работе агентов АРЧМ

Проведённый эксперимент показывает корректность реализованных алгоритмов агентов АРЧМ в части возможности автоматического самоназначения станции, осуществляющей вторичное регулирование

частоты. Самоназначение выполняется агентом АРЧМ той станции, чей идентификатор совпадает с текущим номером такта при фиксации режима по частоте в АРЭС, отличного от нормального. Вывод функции вторичного регулирования на станции осуществляется при фиксации невозможности удержания режим по частоте в заданном коридоре в течение двух тактов времени.

4.3.5 Комплексные испытания (режимное и противоаварийное управление, автовосстановление)

Ниже представлены основные этапы и полученные при этом результаты испытания технологии децентрализованного мультиагентного режимного и противоаварийного управления при неустранившемся КЗ на линии связи АРЭС.

Исходное состояние

- Выбрана кольцевая схема сети. Все генераторы включены и работают внутри ЛИЭС, сеть обесточена все выключатели в сети отключены. Вся внешняя нагрузка отключена (рис. 4.36, а).
- Агенты СВ, АРЧМ, РН, СХ вводятся в работу.
- 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 Н2, Н6 и Н4 – 10, 20 и 30 сек соответственно. Автоматическое включение нагрузки Н2 в рамках данного эксперимента заблокировано.
- Уставка у защиты минимального напряжения агентов СВ равна 165 В ($0.75U_{\text{ном}}$).

Режим (исходный)

Сеть обесточена, напряжение/частота на шинах всех ЛИЭС находится вблизи 220 В/50 Гц.

Процесс

Вводятся агенты ЭО, тем самым разрешая ЛИЭС включаться на параллельную работу с внешней сетью. Начинается сборка сети.

1 этап – образование трёх активных районов в окрестности каждой ЛИЭС (рис. 4.36, б), длительность – 13 с.

2 этап – почти одновременная синхронизация между всеми ЛИЭС (рис. 4.37, область 1) – окончательная сборка кольцевой сети (рис. 4.36, в), длительность – 4 с. Длительность сборки сети без подключения нагрузки на промежуточных подстанциях составила 18 с. В момент включения ЛИЭС на параллельную работу регуляторы всех станций удерживают нулевой переток активной мощности в сеть, выводя на них из действия вторичное регулирование частоты. В условиях отсутствия дополнительной нагрузки частота в АРЭС находится в коридоре допустимых значений 50 ± 0.3 Гц. Агентами АРЧМ режим распознаётся, как нормальный, поэтому в действии остается только ОПРЧ.

3 этап – поочередное автоматическое включение нагрузок Н6 (0.25 кВт, +11 с) и Н4 (0.9 кВт, +9 с) соответственно. Частота сети опустилась ниже коридора допустимых значений, и через 1 мин (2 такта) агентами АРЧМ фиксируется режим «Дефицитный», и на станции ЛИЭС2 автоматически включается вторичное регулирование (рис. 4.37, 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 4.36, г.

4 этап – за 1 такт (30 с) станция ЛИЭС2 успевает ввести частоту в коридор допустимых значений – фиксируется нормальный установившийся режим (рис. 4.37, область 3). Автоматическая сборка сети с автоматическим поочередным включением нагрузки выполнена.

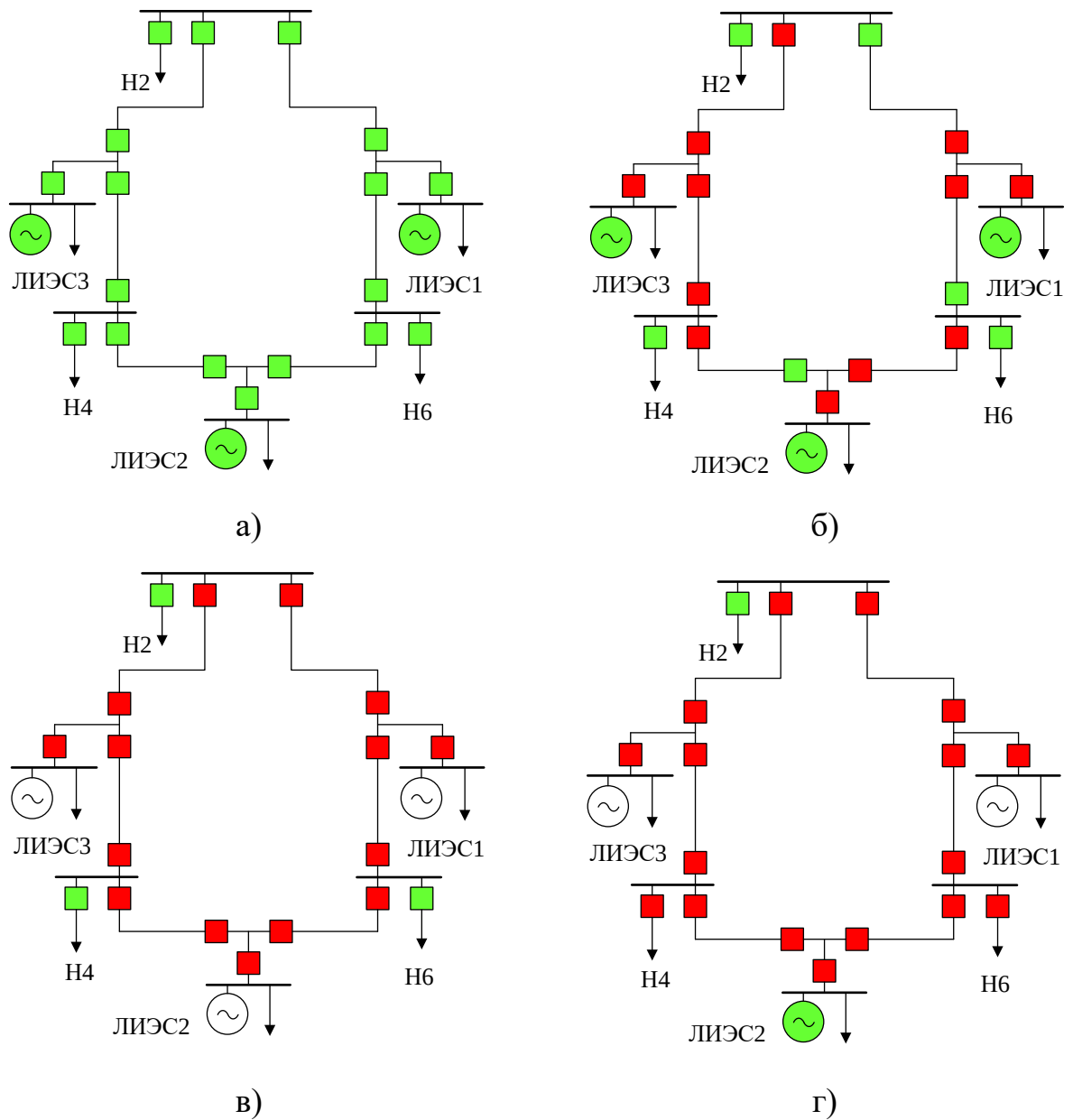


Рисунок 4.36 – Этапы автоматической сборки сети

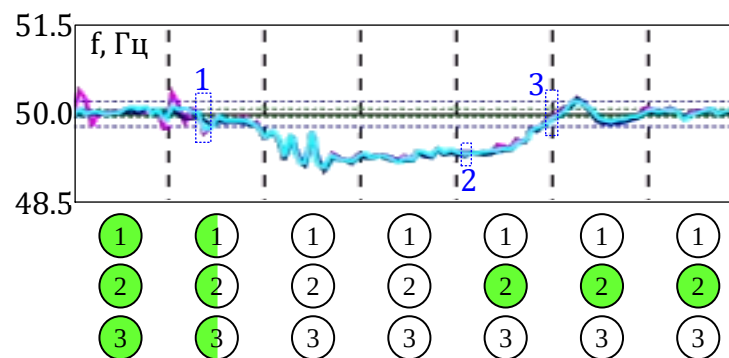


Рисунок 4.37 – График изменения частоты с отображением ведущей по частоте ЛИЭС (режим до КЗ)

5 этап – осуществляется КЗ через переходное сопротивление на линии Л7 вблизи выключателя В44 и шин ЛИЭС3. В результате снижения напряжения в окрестности узла 3 автоматически отключаются сетевые выключатели В13, В44, В41 и В43, выключатель нагрузки Н4 (В52) и выключатель ЛИЭС3 (В11), что отражено на рисунке 4.38 (а). Длительность управляемого распада – менее 1 с. Подпитка точки КЗ прекращена, Выключатель КЗ оставляем включенным (имитация неустранившегося КЗ).

6 этап – в своём кванте времени повторно успешно включается выключатель В13, затем В44 включается на КЗ и с ускорением отключается с запретом АПВ. Затем успешно включается выключатель В43 и практически через 1 такт включается на КЗ выключатель В41 и с ускорением отключается с запретом АПВ. Схема сети после автоматического включения сетевых выключателей представлена на рисунке 4.38 (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 с запретом АПВ.

7 этап – через 40 с включается выключатель В52 (нагрузка Н4). Через 56 с повторно синхронизируется ЛИЭС3 в единую АРЭС (рис. 4.39, область 1) – селективность восстановлена (поврежденная линия Л7 отключена), а остальная часть АРЭС полностью собрана (рис. 4.38, в). В сети фиксируются затухающие колебания с вводом частоты в допустимый диапазон (фиксируется «дефицитный» режим ЭС, в результате которого автоматически введен в работу алгоритм вторичного регулирования на ЛИЭС2 (рис. 4.39, область 2), на станциях остальных ЛИЭС осуществляется коррекция уставки по выдаваемой мощности). Агенты РН РС заблокированы (при выявлении «дефицитного» режима), поэтому напряжение в узле 5 ниже допустимого (рис. 4.40, 1).

8 этап – идентификация нормального режима. Агенты РН РС вводят напряжения в узлах сети в диапазон допустимых значений (рис. 4.40, 2).

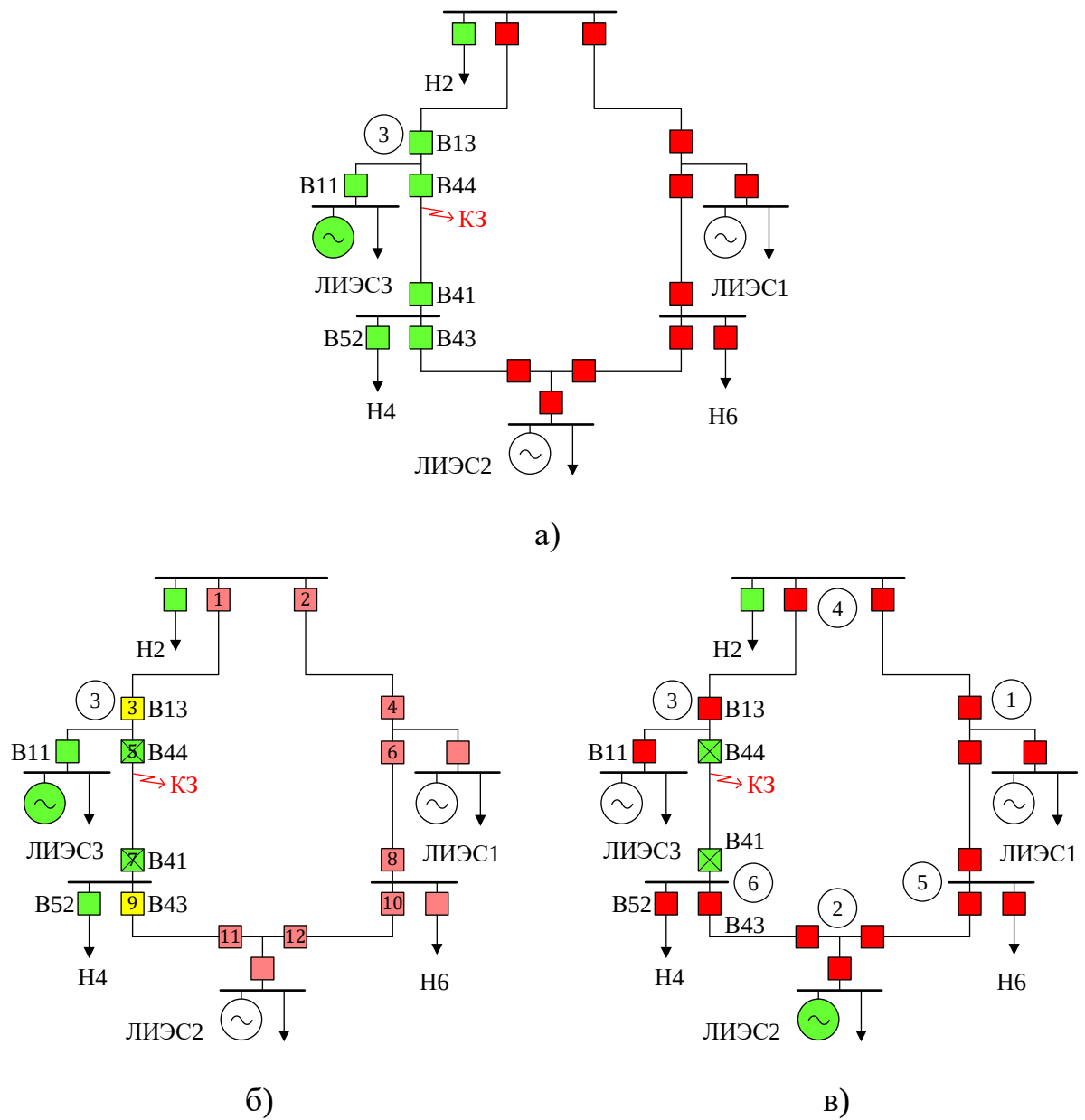


Рисунок 4.38 – Этапы управляемого распада и восстановления в режиме КЗ

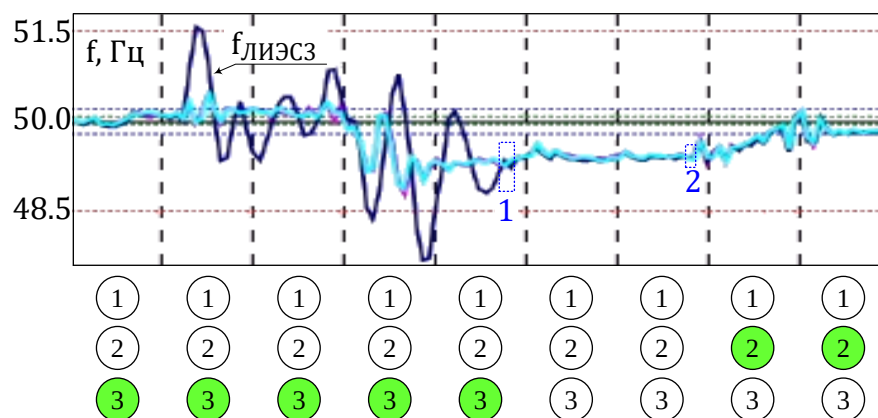


Рисунок 4.39 – График изменения частоты с отображением ведущей по частоте ЛИЭС (после КЗ)

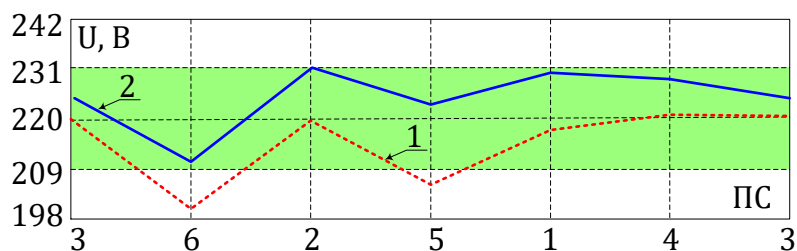


Рисунок 4.40 – Эпюры напряжений в послеаварийном режиме АРЭС без агентов РН РС (1) и с ними (2)

Конечное состояние

Собрана активная сеть. Селективно отключена поврежденная линия Л7. Все остальные сетевые выключатели и выключатели сетевой нагрузки включены (рис. 4.38, в).

Режим (конечный)

Частота в АРЭС в результате работы агентов АРЧМ после всех возмущений равна 49.98 Гц. Агентами РН РС напряжение во всех узлах сетевой нагрузки поддерживается на уровне $220 \text{ В} \pm 5\%$.

Временные характеристики

Общее время эксперимента с момента автоматической сборки до восстановления нормального режима после устранения КЗ – около 7 минут.

Дополнительные примеры комплексных испытаний технологии ДМАУ представлены в приложении Г.

Выводы по главе 4

1. Сформированный перечень интеллектуальных устройств, содержащий семь функциональных агентов и агент администрирования, осуществляющий их первичное конфигурирование, позволяет реализовать базовый функционал технологии децентрализованного мультиагентного управления.

2. Разработку, проверку и совершенствование технологии ДМАУ предпочтительней осуществлять с применением физического моделирования,

что связано с бесспорной убедительностью и наглядностью результатов, получаемых на стендовых физических установках, где процессы в объекте и устройствах управления реализуются в полном объеме.

3. В связи с принципиальной особенностью разрабатываемой технологии децентрализованного мультиагентного управления режимами АРЭС (ограниченность информационного поля каждого агента), для её исследования на физических моделях, проведения корректного анализа взаимодействия агентов, а также оценки системных эффектов от их совместной работы необходима специализированная система мониторинга и управления, в которой формируется целостная картина режима энергосистемы, отражающая состояние всех её элементов.

4. Проведенные многоуровневые испытания отдельных интеллектуальных агентов подтверждают корректность выполнения ими базовых функций ДМАУ, при этом максимальный эффект их выполнения достигается в результате совместного действия группы агентов в моноагентной системе управления.

5. Результаты проведенных комплексных испытаний прототипов агентов ДМАУ (из сформированного перечня) доказали возможность решать основные системные задачи децентрализованного мультиагентного управления активной распределительной электрической сети, как по отдельности, так и совместно.

ГЛАВА 5 ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛОКАЛЬНОЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

5.1 Специализированные алгоритмы для автоматики ограничения повышения и снижения частоты

Малые моменты инерции энергоблоков ЛИЭС (1-2 с) приводят к скоротечности электромеханических процессов, особенно при существенных набросах\сбросах активной мощности (сверх допустимого значения относительно номинальной мощности генерации). Применение быстродействующих алгоритмов частотной автоматики на таких объектах генерации не просто целесообразно, а критически необходимо.

5.1.1 Алгоритмы быстродействующих ступеней по скорости изменения частоты

Аварийные ситуации, связанные с недопустимым повышением или снижением частоты в энергосистемах большой мощности (но с более медленным характером протекания процессов по сравнению с процессами в АРЭС), глубоко изучены. Здесь для предотвращения, например, недопустимого повышения частоты (с учетом действия ОПРЧ) на станциях, расположенных в частях сети, отделение которых от внешней ЭЭС приводит к существенному избытку генерируемой мощности, устанавливают автоматику ограничения повышения частоты (АОПЧ) [224]. В [225] отмечается, что основным параметром, на который реагирует устройство АОПЧ, является частота напряжения в энергосистеме. Как правило, ступени АОПЧ работают при превышении частоты в контролируемом узле сети выше заданных уставок срабатывания через заданную выдержку времени. Последние предусматриваются для согласованного действия с другими

ступенями и исключения срабатывания ступеней АОПЧ в режимах синхронных качаний и КЗ. Ступени, реагирующие на значение частоты, в основном предназначаются для ограничения длительного повышения частоты.

Для решения задачи обеспечения эффективности действия АОПЧ при возникновении забросов частоты и больших избытков активной мощности целесообразнее использовать ступени по скорости повышения частоты. Такая разгрузка может осуществляться с помощью быстродействующих ступеней, реагирующих на начальную скорость повышения частоты, что позволит отключать генерацию значительно раньше, чем это сделают ступени АОПЧ по отклонению частоты [225]. В работе показано, что во время близких к шинам крупной станции КЗ колебания частоты могут приводить к такой скорости изменения частоты, которая будет достаточна для срабатывания быстродействующих ступеней АОПЧ, поэтому для отстройки от таких режимов в существующих устройствах автоматики используется разрешающий орган по частоте с заданной выдержкой времени ($t_{\text{разр}}$). Пример настройки данного органа:

$$f_{\text{разр}} = 51.5 \text{ Гц};$$

$$t_{\text{разр}} = 0.2 \text{ с.}$$

Время срабатывания блокирующего органа негативно влияет на функциональность АОПЧ в части:

- сопоставимого значения с временами срабатывания самих ступеней АОПЧ;
- задержки в срабатывании ступеней по скорости изменения частоты (необходимо дождаться, пока частота достигнет уставки срабатывания и пройдет заданный промежуток времени);
- увеличения общего времени срабатывания автоматики.

Для реагирования на повышение частоты в энергосистеме малой мощности при внезапном отключении части потребителей также

целесообразно использовать быстродействующие ступени АОПЧ, контролирующие скорость повышения частоты. Это позволит отключать часть энергоблоков значительно раньше, чем это могут обеспечить ступени АОПЧ по отклонению частоты. Однако здесь также необходимо исключить вероятность их срабатывания при КЗ, когда могут возникнуть такие колебания частоты, при которых скорость её изменения может достигать уставок быстродействующих ступеней. Например, на рисунке 3.3 частота сети меняется во время существования КЗ с 50.05 до 52.7 Гц в промежутке времени с 0.5 до 0.7 сек, что соответствует скорости изменения частоты 13.25 Гц/с.

Для исключения разрешающего органа по частоте из алгоритмов АОПЧ и повышения при этом быстродействия ступеней, работающих по скорости изменения частоты, в [225] предлагается реализовать дополнительный контроль электрических величин защищаемого объекта в режиме короткого замыкания, а именно предлагается использовать дистанционный орган, блокирующий работу ступеней по скорости повышения частоты при КЗ в прилегающем районе сети.

Реализуемость такого подхода возможна лишь в том случае, когда характеристика срабатывания блокирующего реле сопротивления, с одной стороны, обеспечивает чувствительность к КЗ, приводящим к недопустимым забросам частоты, а с другой – надежно отстроено от нагрузочного режима. При невозможности отстройки реле сопротивления от нагрузочного режима станции можно применить орган по напряжению. Длительность блокировки АОПЧ должна быть больше времени действия быстродействующих защит и в общем виде её можно рассчитать по выражению:

$$t_{\text{блок}} \geq \max_i (t_{\text{сраб.}i} + t_{\text{откл.}Bi}) + t_{\text{возв.}Z/U},$$

где i – условный номер присоединения вблизи объекта с малой генерацией, КЗ на котором может привести к появлению скорости изменения частоты выше уставок срабатывания АОПЧ;

$t_{\text{сраб.}i}$ – время срабатывания реагирующего органа защиты без выдержки времени на i -м присоединении;

$t_{\text{откл.}Bi}$ – полное время отключения выключателя на i -м присоединении;

$t_{\text{возв.}Z/U}$ – время возврата в исходное состояние блокирующего органа АОПЧ по сопротивлению или напряжению.

Итоговый алгоритм быстродействующей ступени АОПЧ по скорости изменения частоты представлен на рисунке 5.1. Сигнал «Срабатывание ступени АОПЧ» сформируется через заданную выдержку времени $t_{\text{сраб}}$ при выполнении следующих условий: введена автоматика («Ввод АОПЧ»), отсутствует неисправность цепей напряжения («Неисправность ТН»), отсутствует сигнал от органа блокировки при КЗ (импульс на выходе DT2) и, самое главное, фиксируется превышение скорости изменения частоты df/dt уставки срабатывания $df_{\text{сраб}}$.

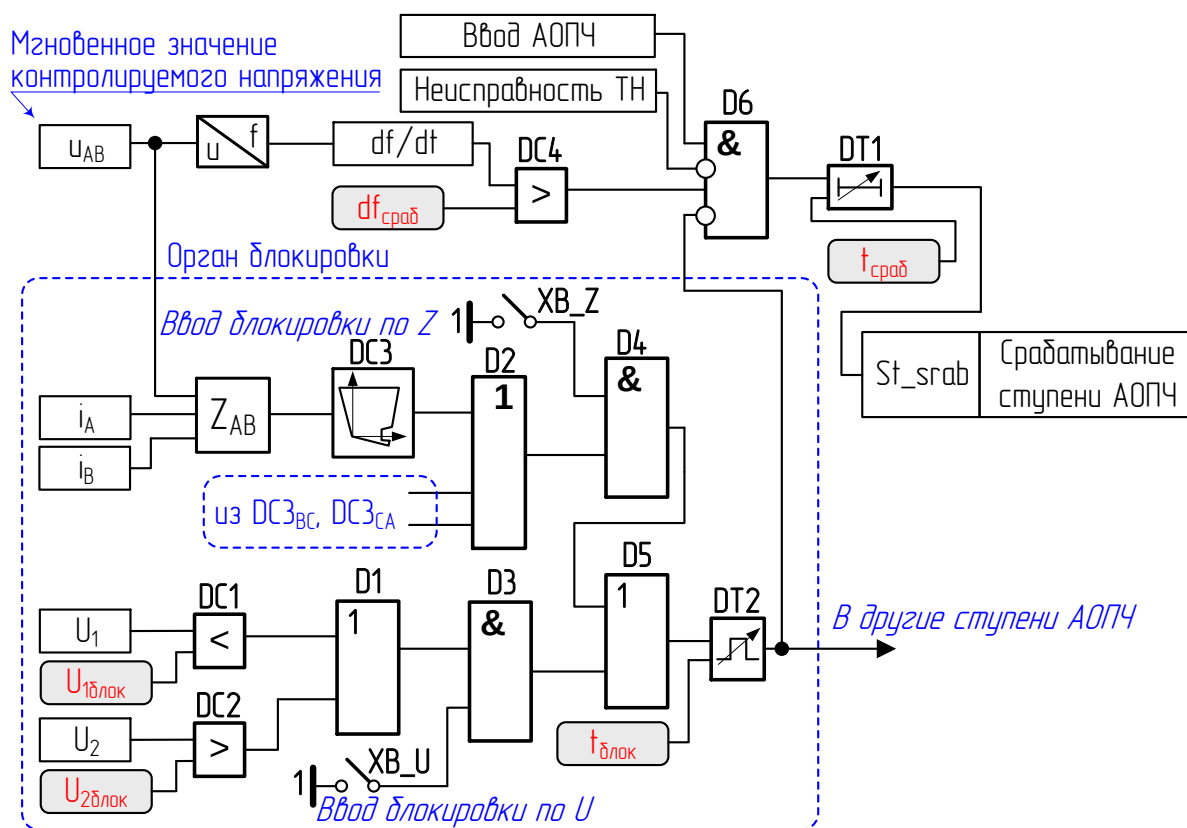


Рисунок 5.1 – Алгоритм функционирования быстродействующей ступени автоматики ограничения повышения частоты

5.1.2 Измерение динамической частоты напряжения

Предложенный алгоритм быстродействующей ступени АОПЧ, основанный на контроле скорости изменения частоты df/dt и блокировании данной ступени при КЗ, позволяет в теории получить минимально возможное время выдачи управляющего воздействия от момента появления (не фиксации) условий для срабатывания. В реальности быстродействие данной ступени и корректность её работы зависят от точности и быстродействия измерения частоты напряжения в узле сети и её производной df/dt .

Рассматривая применение в устройствах автоматики органов по частоте, стоит использовать такой способ определения частоты по входному сигналу напряжения, который бы обладал минимальной погрешностью измерений как в статическом, так и динамическом режимах, а также устойчивостью к помехам, появляющимся, например, при аналогово-цифровом преобразовании сигнала напряжения.

В открытой печати существует большое количество работ, посвященных теме частоты электрического переменного тока и разбору существующих или вновь созданных методов её измерения [226-229]. Например, в [230, 231] исследуются особенности реализации метода измерения частоты, основанного на переходах сигнала через ноль. Метод прост в применении, не требует сложных математических преобразований, а для его работы необходим сигнал напряжения хотя бы одной фазы. Однако он имеет несколько существенных недостатков:

- значение частоты, определяемое данным методом, не соответствует фактическому значению при изменяющейся частоте;
- чем больше периодов сигнала входит в одно измерение, тем больше задержка измерения (даже при использовании минимального количества переходов через ноль (2 перехода) задержка минимизируется, но все равно остается, при этом погрешность измерения значительно увеличивается);

- данный метод имеет чувствительность к шумовым составляющим входного сигнала (при наличии шумов высока вероятность ложных переходов через ноль, которые могут привести к увеличению погрешности измерения);
- для устранения шумовой составляющей, приводящей к возникновению ложных переходов, производится сглаживание входного сигнала методом скользящей средней, но сглаживание также может вызвать дополнительную задержку при расчете.

В [232] описан полный формульный вывод метода определения частоты, основанного на квадратурной демодуляции. В описываемой работе автор использует частоту дискретизации равную 720 Гц. Частоты дискретизации современных микропроцессорных защит превышают это значение в два раза и более, что может положительно сказаться на точности измерения. В статье не рассматривается вопрос искажения входного сигнала, которое нельзя не учитывать при работе в реальных условиях эксплуатации релейной защиты и автоматики.

Проведённые в [233] исследования показали, что испытуемые в работе образцы частотомеров обеспечивали заявленную точность только в условиях, близких к идеальным, а в условиях реальной работы были выявлены определённые «особенности», а далее делается вывод, что перед выбором частотомера (или способа измерения частоты) для решения конкретных задач рекомендуется проверить его применимость (т.е. оценить точность работы) в предполагаемых условиях эксплуатации, что и рассмотрено далее.

Оценим применимость в разрабатываемой автоматике трёх способов измерения частоты, а именно способ обратного счёта или переходов через ноль (ОС), способ квадратурной демодуляции (КД) и способ, основанный на преобразованиях Кларк и Парка (ПКП), которые получили широкое распространение в системах управления электродвигателями [234, 235].

Способ измерения частоты, основанный на переходах сигнала через ноль

Наиболее простым и интуитивно понятным способом выделения частоты синусоидального сигнала является контроль времени между его переходами через нулевые значения. Основной его сложностью является дискретность анализируемого сигнала, пример дискретизации сигнала представлен на рисунке 5.2.

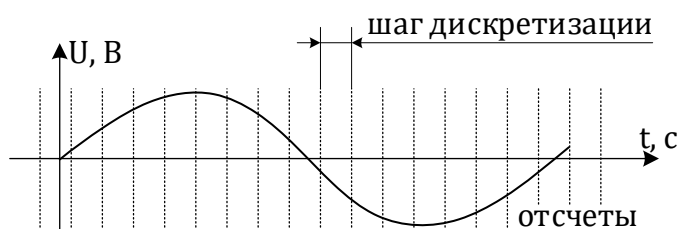


Рисунок 5.2 – Дискретизация синусоидального сигнала

Поскольку шаг дискретизации постоянен, опираясь на его значение можно рассчитать величину временного отрезка между переходами через 0. Время между двумя соседними переходами из положительной полуплоскости в отрицательную, которое и является периодом синусоидального сигнала, определяется по выражению:

$$T = k \cdot \frac{1}{f_d}, \quad (5.1)$$

где T – период синусоидального сигнала, с; k – количество точек, зафиксированных между переходами через нулевое значение; f_d – частота дискретизации, Гц.

Вероятность того, что за один период синусоидального сигнала будет фиксироваться целое количество шагов дискретизации, стремится к нулю. В основном нулевое значение исходный сигнал проходит между двумя оцифрованными выборками (отсчетами). Этому способствует несколько факторов. Во-первых, начало работы аналогово-цифрового преобразователя происходит в случайный момент времени относительно значения исходного

аналогового сигнала, а во-вторых, частота контролируемого сигнала непостоянна – даже в нормальном режиме она может варьироваться в допустимом коридоре значений. Следовательно, важно учитывать временные отрезки между нулевым значением сигнала и ближайшими к нему ненулевыми значениями. Если эти отрезки не учитывать, то, погрешность измерения периода исходного сигнала может составлять более одного периода дискретизации. Для частоты дискретизации 1200 Гц (0.833 мс – время между опросами сигнала) погрешность может достигнуть 2 Гц при частоте контролируемого сигнала около 50 Гц. Поэтому для нахождения точного периода сигнала, необходимо производить интерполяцию, определяя время между последней точкой периода и нулевым значением сигнала, что приводит к преобразованию выражения (5.1) в вид:

$$T = dT' + k \cdot \frac{1}{f_d} + dT'', \quad (5.2)$$

где dT' – интервал между левой границей периода и его первой точкой, с;
 dT'' – интервал между правой границей периода и его последней точкой, с.

Для повышения точности измерения частоты по выражению (5.2) целесообразно использовать не ближайшие отсчеты измеренного сигнала, отстоящие от нуля, а соседние с ними.

Недостатком данного способа измерения частоты является дискретность получения новых данных – 1 раз в период сигнала промышленной частоты (около 20 мс). Можно увеличить в 2 раза поток поступающих данных, контролируя переход через 0 не только, например, с отрицательного значения в сторону положительного, но и в противоположном направлении. Нежелательно определять частоту за половину периода, так как в таком случае погрешность измерения по сравнению с контролем целого периода увеличивается в 2 раза. Дополнительное увеличение потока информации по частоте в 3 раза можно достичь путем объединения результатов расчета от всех трёх фаз, что требует наличие полнофазного режима. Тем не менее, такой приём при

использовании в органах по частоте в устройствах АПВ с улавливанием синхронизма на удаленных выключателях, а также в автоматике на станции, обеспечивающей организацию процесса сканирования частоты и напряжения при разделении активных частей ЭЭС на части, вполне обоснован и, как правило, не требует дополнительных аппаратных затрат.

При реализации данного способа измерения частоты для исключения влияния высокочастотных помех на замер, каждому новому значению частоты присваивается статус качества. При его попадании в область недопустимых частот (вне диапазона 50 ± 25 Гц) значению присваивается статус «Недостоверный» с исключением из дальнейших расчетов. В таком случае актуальным принимается последнее достоверное значение.

Способ измерения частоты, основанный на квадратурной демодуляции

Для реализации данного способа исходный анализируемый сигнал необходимо помножить на ортогональные друг к другу гармонические сигналы с единичной амплитудой и эталонной частотой:

$$\begin{aligned}
 A \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + \varphi(t)) \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t) &= \\
 &= \frac{A}{2} (\cos(\varphi(t)) + \cos(2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + \varphi(t))) = \\
 &= \frac{A}{2} (\operatorname{Re}(\varphi(t)) + \cos(4 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + \varphi(t))); \\
 A \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + \varphi(t)) \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t) &= \\
 &= \frac{A}{2} (\sin(\varphi(t)) - \sin(2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + \varphi(t))) = \\
 &= \frac{A}{2} (\operatorname{Im}(\varphi(t)) - \sin(4 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + \varphi(t))),
 \end{aligned}$$

где A — амплитуда сигнала (В), f_n — номинальное значение частоты входного сигнала (Гц), $\varphi(t)$ — значение фазы сигнала (рад).

Выходные сигналы, полученные в результате домножения на эталонные синусоидальные сигналы, содержат две составляющие:

низкочастотный полезный сигнал и высокочастотную составляющую, не имеющую практический интерес при решении поставленной задачи.

«Паразитные» высокочастотные составляющие:

$$\begin{aligned} & \frac{A}{2} \cos(4 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + \varphi(t)); \\ & -\frac{A}{2} \sin(4 \cdot \pi \cdot f_n \cdot t + \varphi(t)). \end{aligned}$$

Низкочастотные полезные сигналы:

$$\begin{aligned} & \frac{A}{2} \operatorname{Re}(\varphi(t)); \\ & \frac{A}{2} \operatorname{Im}(\varphi(t)). \end{aligned}$$

Для выделения низкочастотных «полезных» сигналов необходимо применить фильтры низших частот, «отсеивающие» высокочастотные составляющие. В данной работе в качестве такого фильтра рассмотрен эллиптический фильтр 3 порядка. На его выходе формируется активная и реактивная составляющие сигнала, фазой которого $\varphi(t)$ определяется по выражению:

$$\varphi(t) = \arctan\left(\frac{\operatorname{Im}(\varphi(t))}{\operatorname{Re}(\varphi(t))}\right).$$

Производная $\varphi(t)$ по времени равна отклонению частоты относительно номинального значения f_n , следовательно частоту в момент времени t_i можно определить из выражения:

$$f(t_i) = \frac{(\varphi(t_i) - \varphi(t_{i-1}))}{2\pi} \cdot f_d + f_n,$$

где f_d – частота дискретизации (Гц).

Данный способ позволяет получать максимально актуальное значение частоты, т.к. расчет каждого нового значения происходит при получении нового мгновенного значения входного сигнала напряжения от АЦП. Но использование цифровых фильтров приводит к тому, что актуальное значение на его выходе $(\operatorname{Im}(\varphi(t)), \operatorname{Re}(\varphi(t)))$ формируется с неким

запаздыванием относительно истинного сигнала, а это в свою очередь влияет на отставание вычисленного значения частоты от истинного.

К недостаткам данного способа выделения частоты можно отнести узость полосы достоверных измерений. Дело в том, что частота измеряемого сигнала может значительно отличаться от номинальной, которая используется для создания ортогональных векторов. Чем больше эта разница, тем больше погрешность, поэтому рациональным будет выбирать частоту ортогональных сигналов близкую к частоте реального сигнала, полученную при прошлых измерениях. То есть предлагается одновременно производить расчет для целого набора частот ортогональных сигналов и принимать значение того расчета, частота ортогональных сигналов которого наиболее близка прошлому измеренному значению.

В данной работе осуществлялся расчет частоты входного заранее смоделированного сигнала по нескольким частотам ортогональных составляющих от 35 до 59 Гц с шагом от 0,5 до 2,5 Гц. В зависимости от предыдущего значения частоты на выходе всего алгоритма принимается решение о том, из какого расчета получать новое значение.

Способ измерения частоты, основанный на преобразованиях Кларк и Парка

Данный способ основан на преобразованиях трехфазной неподвижной системы координат и применяется в векторном регулировании трёхфазных электродвигателей. Тройка векторов напряжений в энергосистеме в нормальном режиме и в электродвигателе идентична, следовательно, данный способ можно применить и для определения необходимых параметров сигнала напряжения, поступающего от измерительного трансформатора. Далее с помощью этих преобразований реализуем способ определения частоты контролируемого напряжения.

Преобразование Кларк предназначено для перевода напряжений из трехфазной неподвижной системы координат в двухфазную неподвижную систему координат.

Преобразование трёхфазного сигнала напряжения в двухфазный производится по следующим выражениям:

$$U_{\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(U_A - \frac{U_B + U_C}{2} \right);$$

$$U_{\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} (U_B - U_C),$$

где U_A, U_B, U_C – вектора напряжения трёхфазной системы координат, В;

U_{α} – проекция получаемого вектора $U_{\alpha\beta}$ на ось α , В;

U_{β} – проекция получаемого вектора $U_{\alpha\beta}$ на ось β , В.

Далее следует преобразование Парка, которое предназначено для перевода напряжений из двухфазной неподвижной системы координат во вращающуюся систему координат. Данное преобразование производится по выражениям

$$U_X = U_{\beta} \cdot \sin(\omega_{XY} \cdot t) + U_{\alpha} \cdot \cos(\omega_{XY} \cdot t);$$

$$U_Y = U_{\beta} \cdot \cos(\omega_{XY} \cdot t) - U_{\alpha} \cdot \sin(\omega_{XY} \cdot t),$$

где U_X – проекция получаемого вектора U_{XY} на ось X , В;

U_Y – проекция получаемого вектора U_{XY} на ось Y , В;

ω_{XY} – угловая частота вращения системы координат XY , рад/с.

Частота ω_{XY} принимается равной $2 \cdot \pi \cdot 50$ рад/с. Таким образом, система координат вращается с частотой, равной номинальной частоте напряжения в сети. Вектор U_{XY} в нормальном режиме работы также вращается с номинальной частотой, поэтому относительно системы координат он остается неподвижным. При отклонении частоты трёхфазного исходного сигнала вектор U_{XY} начнет вращение относительно системы координат по часовой стрелке или против в зависимости от знака отклонения. Для расчета частоты измеряемого сигнала необходимо рассчитать скорость вращения вектора U_{XY} относительно вращающейся

системы координат, что будет являться разницей между номинальной частотой и измеряемой. Расчет производится по выражениям

$$\varphi = \operatorname{atan}\left(\frac{U_Y}{U_X}\right);$$

$$\Delta f = (\varphi_i - \varphi_{i-1}) \cdot (f_d / [2 \cdot \pi]);$$

$$f_c = f_n + \Delta f,$$

где φ – фаза вектора U_{XY} , рад; Δf – разница между частотой вращения системы координат XY и вектора U_{XY} , рад; f_d – частота дискретизации, Гц, f_n – номинальная частота, Гц; f_c – измеряемая частота, Гц.

Таким образом, с помощью преобразований Кларк и Парка можно получать отклонение частоты от номинального значения, а значит и реальную частоту сигнала, измеряемого с частотой, равной частоте дискретизации.

Сравнение способов измерения частоты

Для измерения частоты моделируется трёхфазная система напряжений с действующим фазным значением $100/\sqrt{3}$ В. В симметричных режимах амплитуды всех фаз равны, в несимметричных режимах амплитуда фазы В составляет 0.95 от амплитуды фазы А, а амплитуда фазы С составляет 1.05 от амплитуды фазы А. Сигналы напряжения во всех тестах имеют дискретизацию 1200 Гц. Математические модели реализованы на языке программирования Python [236].

Так как большинство исследуемых способов используют цифровую фильтрацию, при расчёте статистических данных исключаются первые 0.25 секунд симуляции для обеспечения установившегося режима в нём.

Для определения влияния дискретизации аналого-цифровых преобразователей измерительных приборов на расчет частоты рассматриваемыми способами производится физический эксперимент. Осциллограммы симметричных режимов преобразуются в Comtrade формат

и загружаются в РЕТОМ-61. Далее испытательная установка подаёт напряжения, соответствующие этим осциллограммам, на аналоговые входы микропроцессорного устройства RAPTOR (рис. 4.1), где эти напряжения записываются в осциллограмму с последующей её обработкой. Выбираются именно симметричные режимы, так как это позволяет исключить влияние других особенностей реального оборудования, кроме дискретизации.

На рисунке 5.3 представлены графики измерения частоты при обработке осциллограммы моделируемой симметричной тройки напряжений («идеальная» синусоида) и осциллограммы с учетом погрешностей аналогово-цифровых преобразователей (АЦП) микропроцессорного устройства. Частота в рамках эксперимента неизменна и равна 50 Гц.

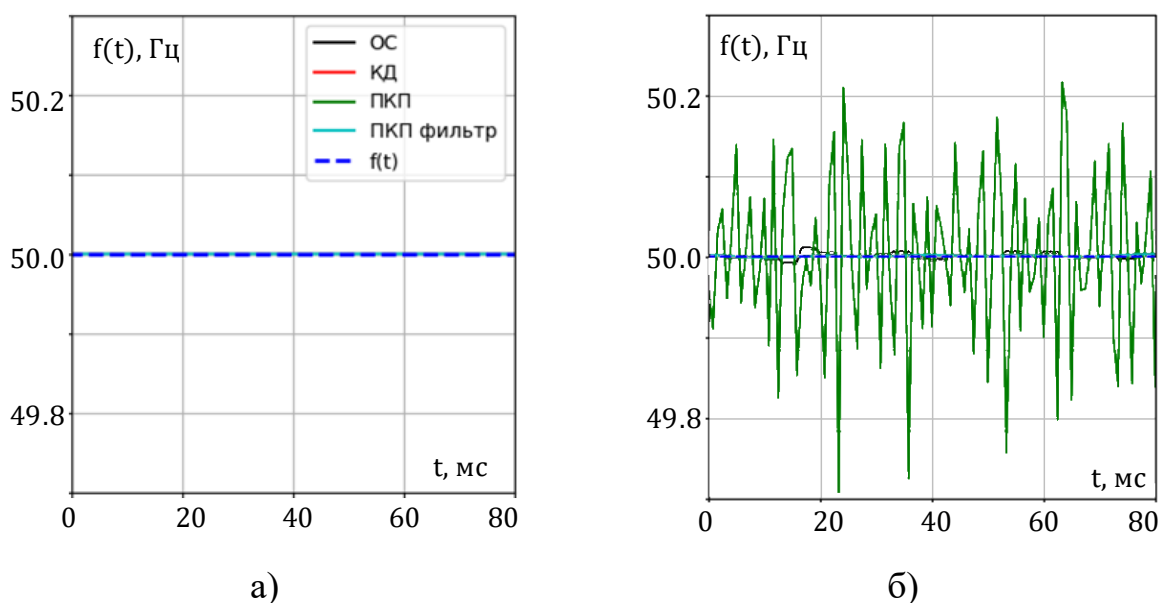


Рисунок 5.3 – Графики измерения частоты моделируемого напряжения (а) и с учетом погрешностей АЦП (б) в статичном режиме

ОС – способ обратного счета или контроля переходов через ноль;

КД – способ, использующий квадратурную демодуляцию;

ПКП – способ, основанный преобразовании Кларк-Парка (рафинированный);

ПКП фильтр – способ, основанный преобразовании Кларк-Парка (с применением фильтра низших частот на выходе)

f(t) – моделируемый сигнал частоты

На осциллограммах моделируемых напряжений (рис. 5.3, а) все способы показывают одинаковый результат, что не позволяет судить об их особенностях.

В режиме измерений частоты напряжения с учетом погрешности АЦП (рис. 5.3, б) наименьшую погрешность показывают способы «ОС», «КД» и «ПКП фильтр», однако среди них способ «ОС» имеет больший разброс значений. Способ «ПКП» без фильтрации показывает худший результат как по медианной погрешности, так и по разбросу значений, что говорит о значительном влиянии на него дискретизации и погрешностей АЦП.

Графики, полученные по реальным осциллограммам (рис. 5.3, б), заметно отличаются от графиков, полученных при идеальном моделировании напряжения (рис. 5.3, а), что говорит о влиянии дискретизации и шумов на измерения, даже когда они не добавляются в осциллограммы намеренно.

Далее оценим поведение фильтров частоты при в динамическом процессе. Рассмотрим режим синусоидальных колебаний частоты в диапазоне изменения 50 ± 10 Гц. На рисунке 5.4 (а, б) представлены графики измерения частоты в таком режиме при обработке осциллограммы моделируемого напряжения и осциллограммы с учетом погрешностей АЦП. На данном рисунке (в, г) визуализированы данные о точности применяемых фильтров в виде диаграммы размаха, в которой:

- границами «ящика» являются первый и третий квартили,
- «усами» – минимальное и максимальное значения,
- полосой оранжевого цвета – медианное значение.

Данными для построения диаграммы являются абсолютные значения отклонения мгновенной частоты.

В рассматриваемом динамическом режиме на осциллограммах измерения частоты по смоделированному «идеальному» сигналу напряжения наименьшую погрешность показывает способ «ПКП», далее идут «ОС», «ПКП фильтр» и «КД» (рис. 5.4, а). Необходимо отметить, что наименьшая погрешность обеспечивается лишь благодаря высокому быстродействию

способа определения частоты по преобразованиям Кларк-Парка (достаточно двух подряд выборок трёхфазного напряжения, т.е. шага дискретизации). При учете в осциллограмме напряжения погрешностей АЦП значительные отличия в измерениях приобретает только способ «ПКП». Здесь заметно появление шумов, значительно возрастает погрешность, однако данный способ всё ещё показывает наименьшую погрешность из-за высокого быстродействия. Остальные способы определения частоты не имеют значительных отличий относительно работы с идеальным сигналом U .

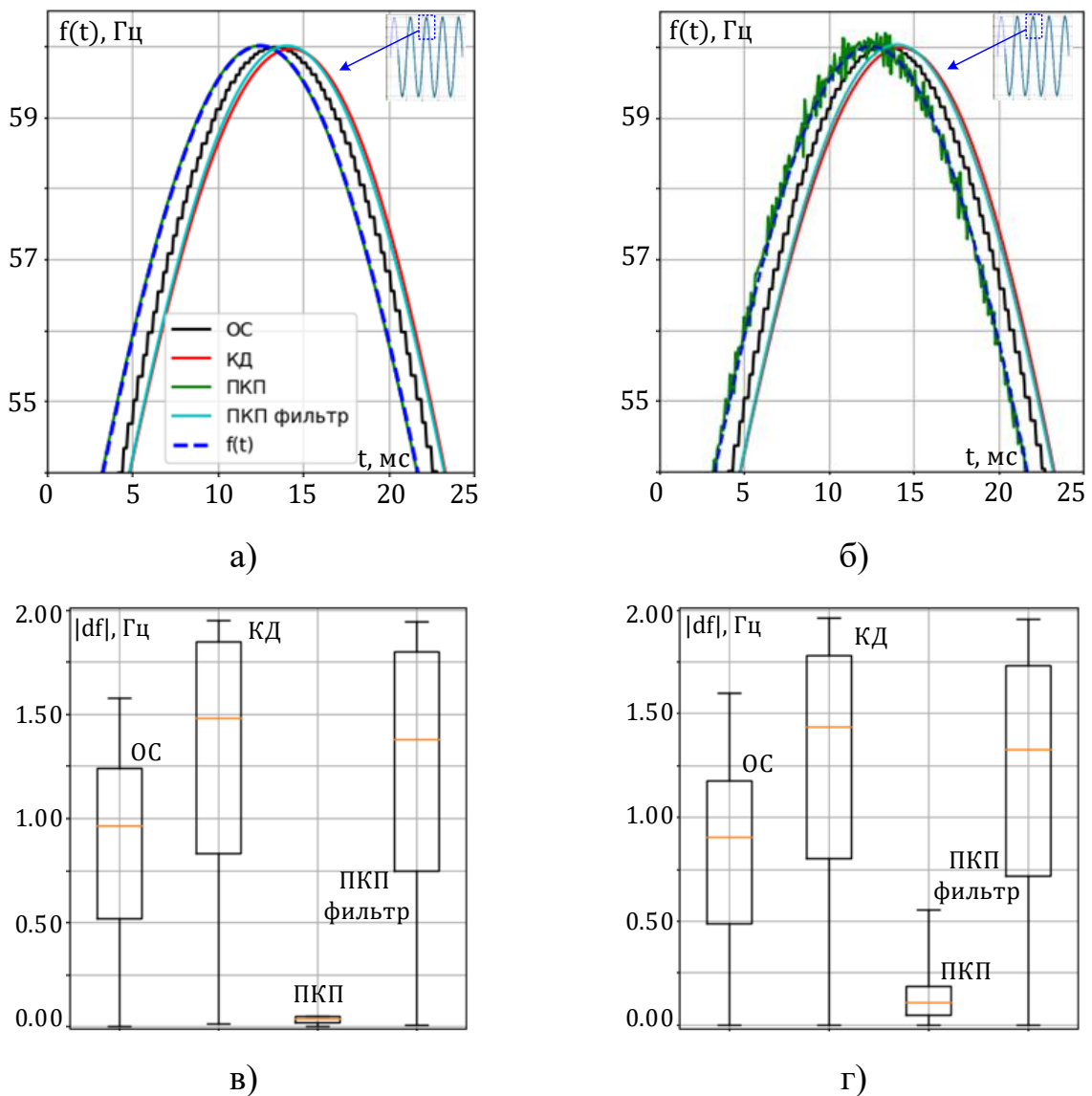


Рисунок 5.4 – Графики измерения частоты моделируемого напряжения (а) и с учетом погрешностей АЦП (б) при синусоидальном изменении частоты и соответствующие им диаграммы размаха погрешностей (в, г)

Далее определим временные задержки измерений путём фиксирования истинного значения частоты в определённый момент времени, относительно которого фиксируется время достижения этого же значения частоты рассматриваемыми способами. Далее определяется разница во времени между истинным значением частоты и значениями исследуемых способов (dt). В таблице 5.1 представлены результаты расчета задержек по времени работы фильтров частоты во время синусоидальных колебаний частоты для моделируемого сигнала напряжения в области 50 Гц. Безусловно, задержка цифровых фильтров в выдаче истинного значения частоты напрямую зависит от скорости изменения частоты в электрической сети, однако полученные в таблице результаты позволяют соотнести эти задержки между разными способами реализации фильтров частоты.

Таблица 5.1 – Задержки по времени исследуемых фильтров частоты

	Истина	ОС	КД	ПКП	ПКП фильтр
t	1.24916	1.26161	1.26450	1.24865	1.26460
dt , мс	-	12.45	15.34	0.51	15.44
$dt/T_{f=50 \text{ Гц}}$, %	-	62.25	76.70	2.55	77.20

Рассмотрим поведение фильтров частоты в режиме, аналогичном рисунку 5.4, но при наличии несимметрии в моделируемых фазных напряжениях (рис. 5.5). Дополнительное влияние погрешности АЦП в данном примере не рассматривается.

В этом режиме проявляется существенный недостаток способа выделения частоты с использованием преобразований Кларк-Парка – сильное влияние несимметрии трёхфазного напряжения на точность измерений (появляются синусоидальные колебания на выходе фильтра частоты). Сглаживание сигнала на выходе фильтра «ПКП» с использованием ФНЧ (ПКП фильтр) позволяет существенно повысить точность измерений,

однако вызывает задержку в определении мгновенного значения частоты. Также можно сказать, что наличие несимметрии не оказывает значительного влияния на способы «ОС», «КД» и «ПКП с фильтрацией» по сравнению с их работой в симметричном режиме.

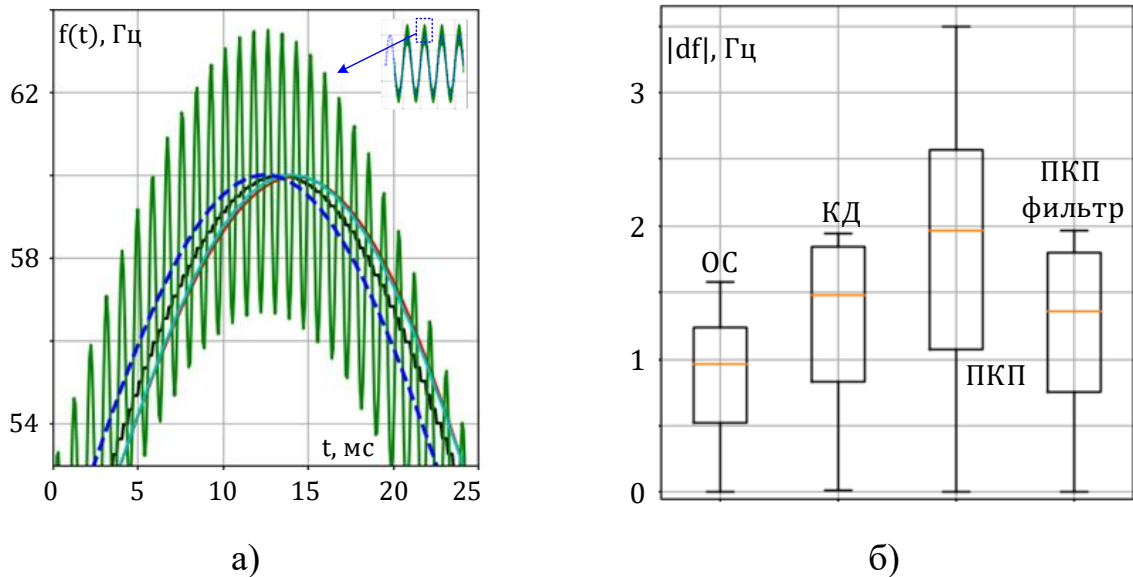


Рисунок 5.5 – Графики измерения частоты моделируемого несимметричного напряжения при синусоидальном изменении частоты (а) и соответствующие им диаграммы размаха погрешностей (б)

Несмотря на отличную точность вычислений для идеальной трёхфазной системы, преобразование Кларк-Парка в чистом виде не подходит для измерения частоты на реальных объектах из-за наличия высокочастотных колебаний, появляющихся из-за возможной несимметричности напряжения и погрешностей измерения в реальной системе. Однако при измерении напряжения для данного фильтра не с трансформатора напряжения, а с выхода сельсинной системы, преобразование Кларк-Парка будет обладать подавляющим преимуществом по сравнению с другими способами.

Фильтрация позволяет избавиться от высокочастотных колебаний, но добавляет задержку на выделение истинного значения частоты. Совокупное использование преобразования Кларк и Парка и фильтрации выходного

сигнала показывает в большинстве случаев меньшую или идентичную погрешность и задержку, что и способ квадратурной демодуляции.

Метод обратного счета показал наилучшую точность и наименьшую задержку для большинства режимов, несмотря на простоту, однако его использование может быть ограничено из-за характера выдаваемого сигнала. Сигнал частоты, меняющийся ступенчато по мере расчета нового значения при переходе напряжения через ноль, будет затруднительно применить для измерения скорости изменения частоты.

Использование квадратурной демодуляции в фильтрах частоты наиболее предпочтительно при вычислении скорости изменения частоты из-за его стабильности в различных режимах и получении нового значения в каждую новую выборку, что критически важно для корректного измерения df/dt . Для повышения точности его работы необходимо фильтр сделать адаптивным – подстраивать частоту ортогональных составляющих к частоте реального сигнала.

Необходимо отметить, что методы измерения частоты, имеющие задержку, всегда будут иметь погрешность при изменении частоты из-за запаздывания, однако необходимо оценивать влияние этой задержки на объект, который использует эти измерения.

5.2 Исследование и совершенствование быстродействующих токовых защит

Применение описанной ранее в диссертации технологии децентрализованного мультиагентного режимного и противоаварийного управления с учетом автовосстановления и сборки в электрических сетях с распределённой малой синхронной генерацией, характеризующихся увеличением динамики электромеханических процессов, позволяет решать системные задачи в условиях ограниченной наблюдаемости режимных параметров – каждый агент использует только локальную информацию.

Параллельно с системными задачами необходимо решать и локальные задачи – обеспечение селективности, чувствительности, быстродействия и надёжности функционирования устройств релейной защиты генерирующего оборудования и фидеров нагрузки в условиях экстремальных переходных процессов. Как правило, наиболее тяжелые условия функционирования характерны токовым защитами, так как на их входы может поступать искаженная информация вследствие насыщения трансформаторов тока (ТТ). При этом, предсказуемое поведение РЗ является обязательным условием корректной работы технологии ДМАУ.

Анализ проведённых исследований показывает методологическую взаимосвязь между задачами ДМАУ и задачами повышения устойчивости функционирования токовых защит (при такой необходимости) в ЛИЭС. Данная взаимосвязь проявляется в следующем:

- принятие решения на основе локальной информации (в одном случае её может быть недостаточно, а в другом - искажена);
- повышенные требования к точности и быстродействию (замедление в принятии решения может привести к полной потере генерирующего оборудования вследствие его отключения технологическими защитами);
- адаптация к изменяющимся режимам работы сети с предварительной его классификацией;
- использование интеллектуальных методов обработки информации.

Выявленные взаимосвязи между задачами ДМАУ и повышения устойчивости функционирования токовых защит обуславливают необходимость более подробного исследования работы последних в условиях экстремальных переходных процессов. Последующий анализ будет направлен на выявление потенциальных недостатков алгоритмов существующих токовых защит в условиях существенного искажения сигналов от ТТ и разработку мер по их совершенствованию.

5.2.1 Проверка функциональной надежности цифровых токовых отсеков в радиальных элементах сетей с односторонним питанием 6-35 кВ

По мере развития электроэнергетической системы усложняется её конфигурация и повышаются уровни токов КЗ. В результате этого при экстремальных режимах КЗ могут возникать такие погрешности трансформаторов тока по причине их насыщения, которые существенно искажают вторичную информацию и, как следствие, возникает вероятность нарушения устойчивости функционирования устройств релейной защиты [237-240].

Начиная с 2014 года, к проблеме насыщения ТТ в России относятся с особым вниманием. Связано это с чередой крупных аварий, в которых, согласно отчетам, из-за насыщения ТТ излишне сработали быстродействующие защиты, а именно дифференциальные защиты и быстродействующие ступени комплектов ступенчатых защит линий.

Для обеспечения правильной работы РЗ в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ введён ГОСТ Р 58669-2019. Данный документ регламентирует методы расчёта времени до насыщения – интервала времени от начала КЗ до момента насыщения ТТ, которое в некоторых источниках называется «интервалом идеальной трансформации» [241]. Однако, как показывает практика, в подавляющем большинстве случаев при расчёте по ГОСТ для ТТ с классом точности 10Р время до насыщения находится в пределах $2 \div 2.5$ м/с, что намного меньше требуемого минимального времени точного измерения, устанавливаемого производителями микропроцессорных средств защиты и автоматики. Увеличение сечения контрольных кабелей для уменьшения нагрузки, как правило, не даёт существенного положительного результата (при большой доле сопротивления вторичной обмотки ТТ в общем сопротивлении вторичной цепи время до насыщения меняется буквально на десятые доли миллисекунды). Увеличение коэффициента трансформации может улучшить ситуацию. Однако в этом случае часто возникают проблемы в части

выставления уставок защиты (попадания уставок срабатывания защит в рабочий диапазон устройства), а также может появиться необходимость корректировки решений смежных систем (например, АСУ ТП, АИИС КУЭ), что крайне нежелательно в реальном проекте. Можно в карте заказа на ТТ указать нетиповые характеристики (увеличенные номинальные кратность и нагрузку), однако это может приводить к существенному смещению графика поставки оборудования.

Резюмируя вышесказанное, можно сказать, что большинство мероприятий, направленных на обеспечение правильной работы РЗ в переходном режиме, требуют финансовых (покупка нового ТТ, более совершенной защиты, увеличение сечения контрольного кабеля) и временных затрат на проектирование, изготовление и монтаж.

Однако перед выполнением таких кардинальных мер целесообразным является проведение более точного анализа работы защиты в переходном режиме, ведь малые времена до насыщения не гарантируют отказ в её функционировании. При выполнении такого анализа необходимо учитывать алгоритмы функционирования РЗ и характеристики ТТ. Далее проведен анализ работы измерительного органа (ИО) мгновенной токовой отсечки при различных схемах соединения ТТ в переходных режимах. Стоит отметить, что последующий материал, отраженный в [242], является расширением уже проведенных исследований [243], где рассматривается поведение токовой защиты в установившемся режиме: оценивается допустимая токовая погрешность ТТ, при которой устройство защиты будет надежно срабатывать при близких КЗ.

Моделирование трансформаторов тока

Разработка модели трансформаторов тока является одним из важных этапов исследования, так как искажение ими вторичных сигналов может приводить к непредсказуемому поведению ИО. Наиболее сложным при моделировании первичного преобразователя тока является математическое

описание процессов в его магнитной цепи, которому посвящено большое число публикаций, например, [244-249].

Необходимо подчеркнуть, что ТТ, используемые в схемах защит присоединений 6-35 кВ, в большинстве случаев устанавливаются в двух фазах «А» и «С», а их вторичные обмотки соединяются по схеме «неполная звезда». В настоящее время всё чаще встречаются ячейки, к которым установлены ТТ в каждой фазе, а их вторичные обмотки соединены по схеме «звезда». В обоих случаях при моделировании ТТ необходимо учитывать возможность влияния первичных преобразователей тока, установленных в одних фазах, на поведение аналогичных устройств в других фазах при их работе в группах из-за наличия общей нагрузки. Более того, при разработке модели группы ТТ «звезда» желательно задействовать такое минимальное количество информации о ТТ, которое является достаточным для моделирования основных процессов в нём до, в момент и после насыщения. Таким требованиям в полной мере удовлетворяют подходы, описанные в [250], на базе которых при составлении модели приняты следующие допущения:

- ТТ моделируются Г-образными схемами замещения;
- сопротивление ветви намагничивания определяется с учетом усреднённой нелинейной характеристики намагничивания сердечника, построенной по экспериментальным значениям;
- не учитывается влияние частных гистерезисных циклов и активных потерь на перемагничивание;
- на начальном участке характеристики намагничивания, до индукции 1.72 Тл, значение намагничивающего тока нулевое.

С учетом принятых допущений процессы в рассматриваемой группе ТТ описываются следующей системой уравнений [250]:

$$\begin{cases} \frac{d\Psi_j}{dt} = (L_{Tj} + L_{Hj}) \frac{di_{2j}}{dt} + (R_{Tj} + R_{Hj}) i_{2j} + L_0 \sum_j \frac{di_{2j}}{dt} + R_0 \sum_j i_{2j}; \\ i_{1j} = i_{\mu j} + i_{2j}; \\ L_{\mu j} = \frac{d\Psi_j}{di_{\mu j}}, \end{cases} \quad (5.3)$$

где i_{1j} , $i_{\mu j}$, i_{2j} – приведенные первичный, намагничивающий и вторичный токи ТТ, соответственно;

R_{Tj} , L_{Tj} – активное сопротивление и индуктивность рассеяния вторичной обмотки ТТ;

R_{Hj} , L_{Hj} – активное сопротивление и индуктивность рассеяния нагрузки, подключенной к ТТ;

R_0 , L_0 – активное сопротивление и индуктивность рассеяния в общем проводнике группы ТТ;

$j = A, B, C$ для схемы соединения обмоток ТТ «звезда» (при схеме соединения ТТ «неполная звезда» $j = A, C$).

Моделирование измерительного органа токовой защиты

Для реализации алгоритма МТО необходимо контролировать действующее значение тока в фазах, которое (принимая во внимание, что микропроцессорный измерительный орган защиты работает с числовыми выборками, соответствующими аналоговым сигналам при их цифровой обработке) в общем виде определяется по мгновенным значениям из выражения:

$$I(t) = \sqrt{\frac{1}{T_0} \int_{t-T_0}^t i^2(t) dt},$$

где T_0 – период промышленной частоты.

Отметим, что часть современных цифровых токовых защит реагирует именно на действующее значение тока, поступающего на вход ИО. Такое решение позволяет сократить общее время срабатывания защиты, однако может исказить измерения при наличии апериодической составляющей в первичном токе и работе ТТ без погрешностей. Для исключения такого эффекта в ряде устройств контролируется действующее значение первой гармонической составляющей измеренного тока. Недостатком данного решения можно считать большее время расчета истинного действующего значения входного сигнала. Далее в работе рассмотрим оба варианта функционирования измерительного органа.

Примем, что для срабатывания МТО достаточно, чтобы сигнал на выходе ИО хотя бы в одной из фаз превысил уставку срабатывания. Данное превышение должно носить устойчивый характер.

Исследование работы цифровой токовой защиты

Рассмотрим поведение МТО с уставкой срабатывания 5796 А, реализованной в микропроцессорном устройстве с нагрузкой на токовые цепи 0.5 В·А на фазу. Терминал защит установлен в ячейке К-12 напряжением 6 кВ. Терминал подключен к ТТ посредством медного двухжильного контрольного кабеля сечением 4 мм² длиной 4 м. Параметры ТТ: тип - ТОЛ-НТЗ-10, коэффициент трансформации - 200/5, номинальная предельная кратность - 10, номинальная нагрузка - 15 В·А, активное сопротивление вторичной обмотки – 0.126 Ом, схема соединения вторичных обмоток - «звезда». Максимальный ток, протекающий через ТТ, при трёхфазном КЗ равен 16296 А, эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей равна 0.01 с. Рассматривается присоединение с односторонним питанием.

Результаты расчетов (рис. 5.6) показали, что, во-первых, параметр режима А, равный 0.4, не соответствует требованиям ГОСТ Р 58669-2019, а во-вторых, время до насыщения рассматриваемого ТТ при наличии остаточной индукции не превышает 3.8 мс. Для большинства защит,

выполненных на микропроцессорной базе, это время составляет 20 – 30 мс. При этом стоит понимать, что в рассматриваемом случае насыщение ТТ может приводить лишь к задержке в срабатывании МТО, и даже, если параметр режима A меньше 1 (при условии, что рассматриваемый ТТ удовлетворяет требованиям ПУЭ), то для окончательного определения рисков неправильной работы МТО в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ, и, как следствие, мероприятий, необходимых по исключению этих рисков, требуется её исследование на цифровых моделях.

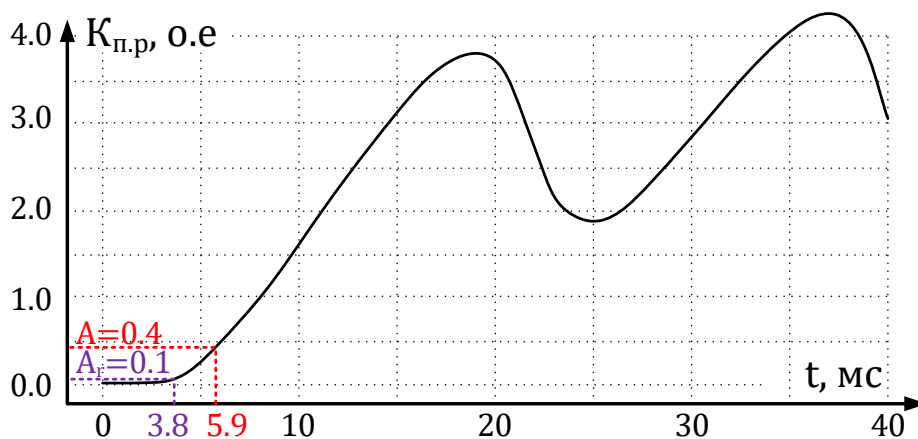


Рисунок 5.6 – Универсальная характеристика ТТ ТОЛ-НТЗ-10

$K_{п.р}$ – коэффициент переходного режима, A – параметр режима без учета остаточной намагниченности ТТ, $A_r = A(1 - K_r)$ – параметр режима с учетом остаточной намагниченности ТТ, $K_r = 0.86$ – коэффициент остаточной намагниченности

На рисунках 5.7 и 5.8 представлены результаты моделирования ТТ согласно выражениям (5.3) при подключении к ним номинальной нагрузки и протекании по первичной обмотке тока с кратностью, соответствующей номинальной предельной. Корректность моделирования подтверждается приведенными осциллограммами полной погрешности ТТ (рис. 5.8).

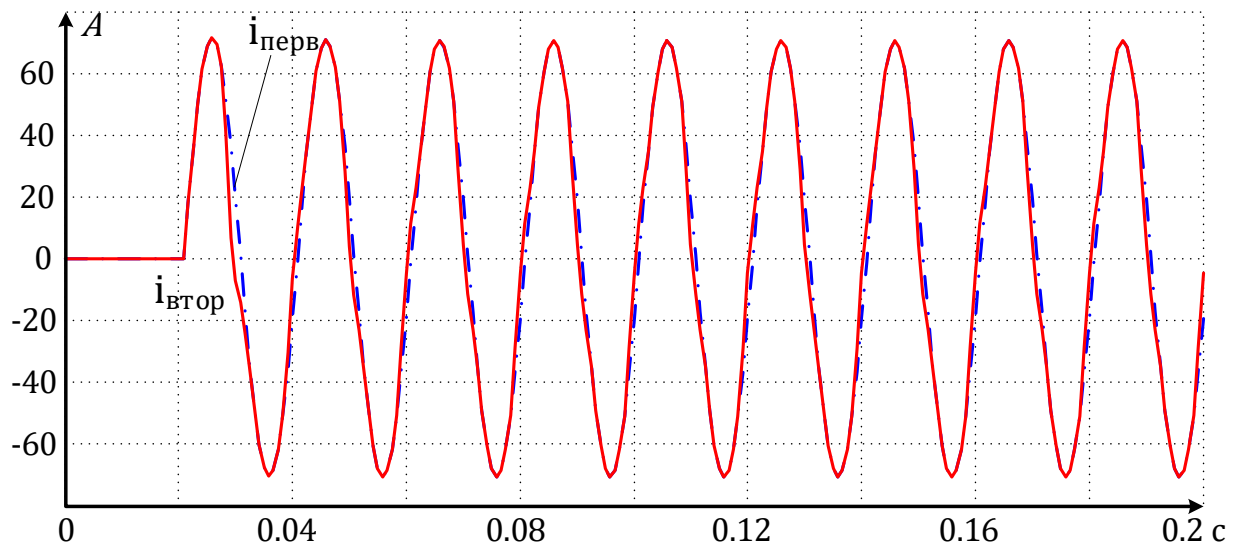


Рисунок 5.7 – Осциллограмма приведенного первичного ($i_{\text{перв}}$) и вторичного ($i_{\text{втор}}$) токов ТТ ТОЛ-НТЗ-10 при токе КЗ с кратностью 10 о.е.

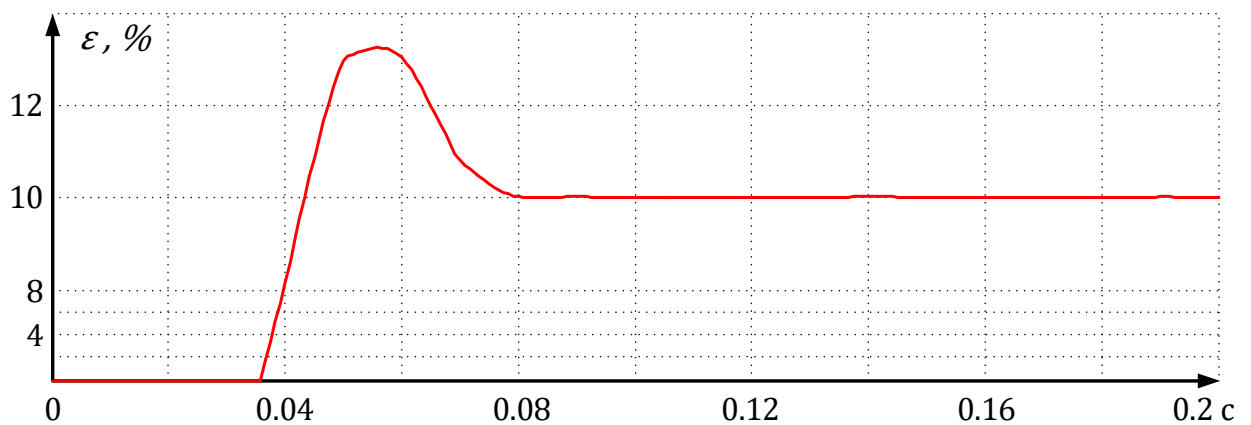


Рисунок 5.8 – Осциллограмма полной погрешности ε ТТ ТОЛ-НТЗ-10 при токе КЗ с кратностью 10 о.е.

По завершении настройки модели ТТ к ней «подключается» нагрузка согласно исходным данным.

Осциллограммы сигналов в цепях цифровой модели МТО при имитации максимальных токов КЗ с учетом схемы соединения вторичных обмоток ТТ и максимальных значений остаточных индукций в них представлены на рисунках 5.9 и 5.10.

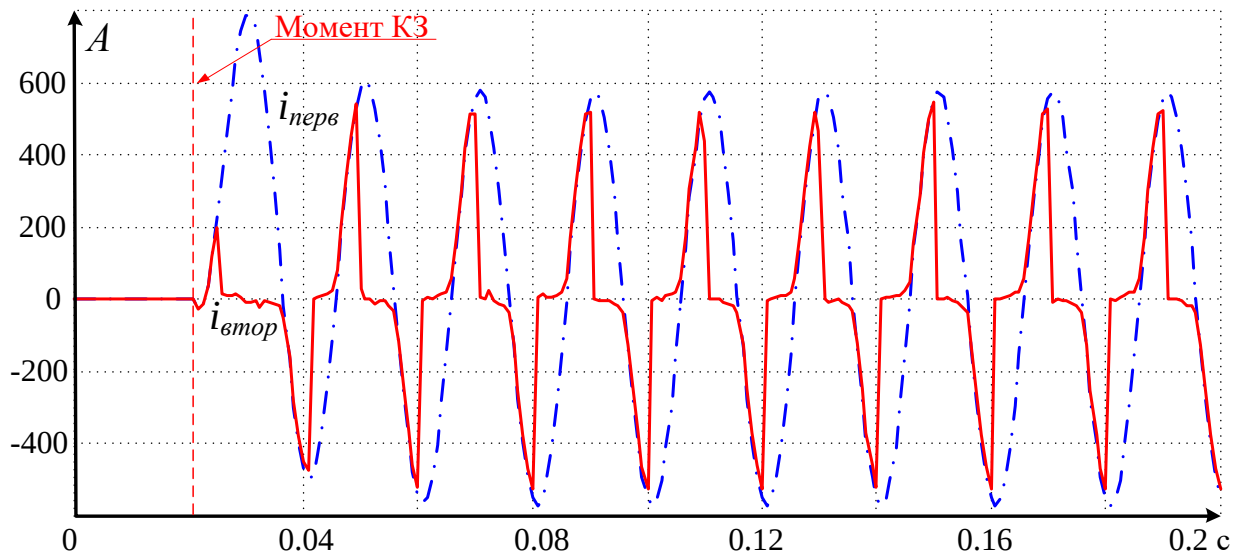


Рисунок 5.9 – Осциллограммы первичного ($i_{перв}$) и вторичного ($i_{втор}$) токов рассматриваемого ТТ при внутреннем трехфазном КЗ с током 16296 А

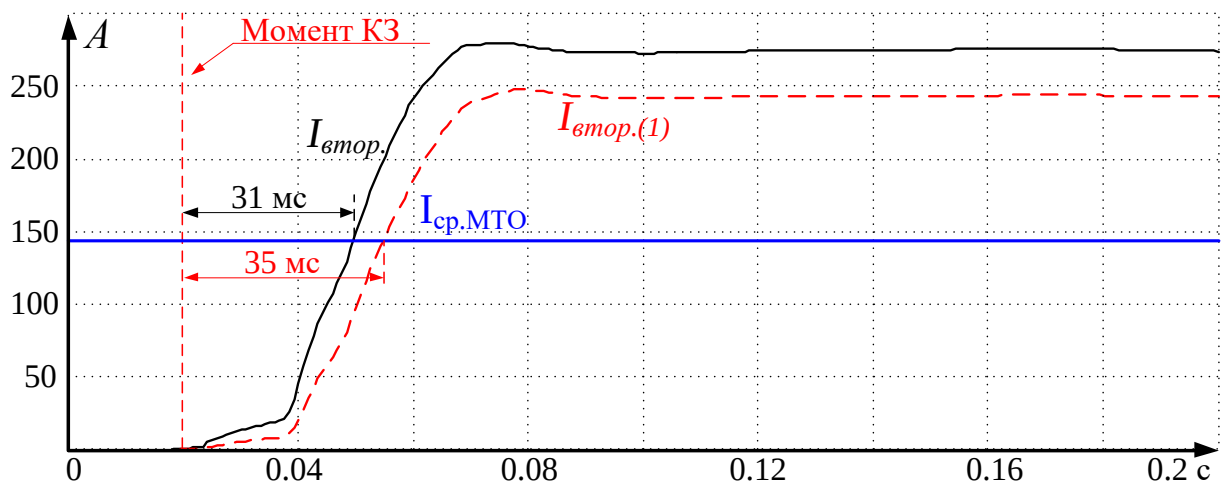


Рисунок 5.10 – Осциллограммы выходных сигналов измерительных органов МТО $I_{втор}$ и $I_{втор(1)}$ в случае выделения ими действующего значения фазного тока и действующего значения основной гармоники фазного тока соответственно при трехфазном КЗ вблизи рассматриваемого ТТ

$I_{ср.МТО}$ – вторичный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки

Результаты моделирования подтвердили, что полная погрешность ТТ в установившемся режиме при максимальном токе КЗ больше 10 % (рис. 5.9). Однако, для рассмотренного ТТ никаких мероприятий, исключающих риски

неправильной работы устройств РЗ при насыщении ТТ, не требуется. Это объясняется тем, что при внешнем КЗ (за «спиной») через ТТ ток повреждения протекать не будет, следовательно, защита ложно не отработает. При внутреннем КЗ апериодическая составляющая тока КЗ затухнет на 95% через время, равное трем постоянным времени, т.е. 0,03 с, что в несколько раз меньше общего времени отключения выключателей от быстродействующих ступеней ступенчатых защит, следовательно, и при внутренних КЗ не будет существенной задержки в срабатывании, что подтверждается осциллограммой на рисунке 5.10. А если учесть, что и без апериодической составляющей тока КЗ время срабатывания алгоритма МТО не равно нулю (около 20 мс), то и задержка в срабатывании, вызванная насыщением рассматриваемого ТТ, составляет около 10 мс.

В целом, результаты моделирования показали, что время срабатывания алгоритма МТО существенно зависит от таких параметров, как постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , погрешность ТТ при КЗ вблизи рассматриваемого ТТ в установившемся режиме (используем параметр режима A), отношение тока срабатывания защиты $I_{сз.мто}$ к максимальному току КЗ через ТТ. Пример такой зависимости для измерительного органа защиты, определяющего действующее значение фазного тока, в случае использования рассматриваемого ТТ при $A = 1.73$ приведён на рисунке 5.11.

Для $A \in [1.73; 3.5]$ эту зависимость (рис. 5.11) достаточно точно описывает эмпирически полученное выражение

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

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.

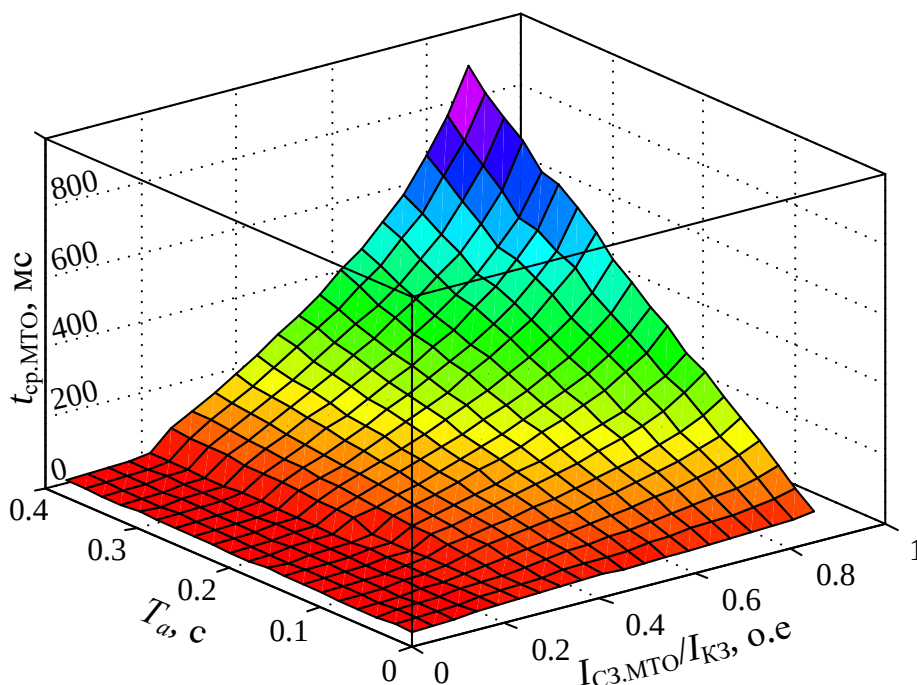


Рисунок 5.11 – Зависимость времени срабатывания МТО при трехфазном КЗ вблизи установки ТТ от T_a и $I_{C3.MTO}/I_{K3}$ при $A = 1.73$

При выделении измерительным органом действующего значения первой гармонической составляющей фазного тока задержка в срабатывании прямо пропорциональна времени защиты, реагирующей на действующее значение фазного тока и превышает его на 12-13%.

Анализ полученных результатов

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что в сетях 6-35 кВ, где характерно быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ, малые времена до насыщения ТТ, используемых в цепях ненаправленных цифровых токовых защит, не являются определяющим критерием по необходимости принятия дополнительных мер повышения устойчивости функционирования защит.

Требование в ГОСТ Р 58669 – 2019 о том, что параметр режима А должен быть больше 1, т.е. погрешность ТТ при близком КЗ в установившемся режиме не должна превышать 10%, для ненаправленных токовых защит сетей 6-35 кВ является избыточным, ведь и при погрешностях больше 10% может наблюдаться их устойчивая работа. Здесь важно учитывать соотношение уставки срабатывания защиты и максимального тока КЗ через ТТ.

Стоит отметить, что предложен оригинальный подход к исследованию работы устройства релейной защиты при насыщении ТТ, заключающийся в том, то помимо моделирования первичного объекта, ТТ, алгоритмов тестируемой защиты, производится верификация модели ТТ на предмет соответствия её полной погрешности допустимой погрешности моделируемого ТТ при номинальной нагрузке и номинальной кратности тока КЗ через ТТ.

5.2.2 Возможности повышения функциональной надежности цифровых дифференциальных защит генераторов

Проведённый анализ переходных процессов в распределительных сетях 6-35 кВ на примере реального оборудования и токов КЗ показал возможность возникновения процессов глубокого насыщения ТТ и существенного искажения вторичного сигнала. Однако последствия таких искажений существенно отличаются в зависимости от рассматриваемой ситуации.

КЗ в радиальных сетях с односторонним питанием (например, на фидере нагрузки) с последующим насыщением ТТ приводит лишь к незначительному увеличению времени срабатывания токовых отсечек, при этом не влияя на селективность.

На линиях связи ЛИЭС между собой (с двусторонним питанием) ситуация более тяжелая – здесь ненаправленные токовые защиты становятся неэффективными, а при вводе ОНМ и насыщении ТТ возникают вопросы с

точки зрения селективности. В таких сетях целесообразно применять защиты по минимальному напряжению (т.к. они не подвержены искажениям входных сигналов при насыщении ТТ), что и было реализовано в рамках децентрализованной мультиагентной системы управления АРЭС в агентах СВ. Несмотря на их принципиальную неселективность действия, в контексте технологии ДМАУ она восстанавливается за счет скоординированных действий агентов.

Наиболее непредсказуемые последствия насыщений ТТ при КЗ могут наблюдаться в основных защитах силового оборудования – продольных дифференциальных защитах. Проблеме устойчивости функционирования дифференциальной защиты генератора и предлагаемым вариантам её повышения посвящен дальнейший анализ.

Расчетные режимы для анализа работы и совершенствования дифференциальной защиты генератора

Каждый производитель устройств релейной защиты предлагает свои алгоритмы дифференциальной защиты (ДЗ) генератора, различающиеся как по способу формирования тормозного сигнала и методам отстройки от внешних КЗ, так и по форме тормозной характеристики. В связи с этим возникает вопрос: какой из предлагаемых алгоритмов обладает большей эффективностью функционирования? Какая из защит корректно сработает при насыщениях трансформаторов тока в конкретном рассматриваемом случае? Эти вопросы являются открытыми, поскольку в научных публикациях отсутствует информация о методах объективного сопоставления ДЗ как по устойчивости несрабатывания при внешних повреждениях, так и по быстродействию при внутренних КЗ. В публикациях, как правило, приводятся сопоставления либо результатов испытаний конкретной защиты с заявленными характеристиками [251, 252], либо современной микропроцессорной защиты с более устаревшим устройством [253]. Однако в большинстве случаев в открытой печати рассматривается

поведение дифференциальных защит при существенных искажениях вторичных сигналов ТТ с предложениями по повышению устойчивости функционирования реле [254-256].

Предлагается проводить сопоставление защит путём использования разработанного программного комплекса имитационного моделирования электромагнитных переходных процессов в цепях ТТ [257], а в качестве расчетных режимов необходимо выбрать такие аварийные режимы работы первичного объекта и их начальные условия, при которых наиболее вероятно нарушение устойчивости или эффективности функционирования защит [258, 259]. Далее для выбранных режимов и начальных условий осуществляется расчёт вторичных токов ТТ. Полученные токи в аналоговой форме подаются на входы реальных устройств ДЗ с помощью испытательного комплекса (например, РЕТОМ-61). При отсутствии возможности подачи смоделированных токов на физические устройства приемлемым является альтернативный вариант, заключающийся в использовании математических моделей исследуемых алгоритмов ДЗ, реализованных на основе документации заводов-изготовителей, на входы которых ранее рассчитанные токи подаются в цифровой форме. Такой вариант обладает рядом преимуществ, в частности, появляется возможность визуализации промежуточных сигналов, формируемых при работе алгоритмов (дифференциальный и тормозной токи), как в зависимости от времени, так и в других координатных осях, что позволяет проводить тщательный анализ и приходиться к аргументированным выводам.

При проведении исследования необходимо, прежде всего, задаться типом защищаемого генератора и схемой соединения ТТ, а также в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей устройств ДЗ рассчитать все необходимые уставки.

Совместное использование программного комплекса имитационного моделирования процессов в цепях ТТ [257] и математических моделей алгоритмов испытываемых защит позволяет проводить исследования в

автоматическом режиме, последовательно изменяя на каждом шаге начальные условия рассматриваемого аварийного режима. Однако при таком подходе на различных шагах перебора значений начальных условий могут возникать такие сочетания, при которых рассчитываемый режим не будет представлять никакого интереса для исследования (например, в случае отсутствия или незначительного насыщения ТТ). В таком случае, для экономии временных ресурсов, затрачиваемых ЭВМ, необходимо определить некий критерий, который позволит уже на предварительном этапе «отсеять» те режимы, при которых однозначно не будет нарушена устойчивость функционирования исследуемых защит [258].

К таким режимам, безусловно, относятся режимы внешних КЗ, в которых текущее значение дифференциального тока меньше минимальной уставки срабатывания дифференциальных защит $I_{C3.0}$, что возможно, например, при неглубоком насыщении одного из всех входящих в схему защиты ТТ. Поскольку в таких режимах защита гарантировано не сработает, не имеет смысла проводить полный анализ её поведения. Для таких случаев имеет смысл ввести понятие критического значения тока намагничивания ТТ, подверженного насыщению, а по характеристике намагничивания однозначно определить соответствующее ему критическое потокосцепление:

$$i_{кр.ij} = i_{нб.ij} = \sqrt{2}I_{C3.0},$$

тогда

$$\Psi_{кр.ij} = \Psi(i_{кр.ij}),$$

где $i = 1, 2$ – номер плеча защиты; $j = A, B, C$ – рассматриваемая фаза.

Для аналитического исследования рассматриваемых процессов предлагается использовать метод вспомогательных функций, позволяющий составить уравнения магнитного состояния ТТ, работающих в группе [260].

Основным допущением применяемого метода является использование прямоугольной характеристики намагничивания (ПХН) ТТ.

Дальнейший анализ переходных процессов в группе ТТ «звезда» выполняется с учётом активно-индуктивного характера нагрузки, поскольку пренебрежение индуктивным сопротивлением рассеяния ТТ, которое также, наряду с активным сопротивлением нагрузки и контрольных кабелей, характеризует их вторичные цепи, может внести дополнительные погрешности в полученные результаты.

Процессы в группе ТТ «звезда» до насыщения ТТ описываются системой уравнений (5.3).

Проинтегрировав (5.3) на интервале времени от нуля до $t_{1.sj}$ (время до насыщения ТТ_j) с учетом [260], получим уравнения расхода ресурса:

$$P_{1.j} = (1 + \varepsilon_{0j}) \cdot y(0, t_{1.sj}, \alpha_j, T_a) + \omega T_{aB} (i(t_{1.sj}, \alpha_j) - i(0, \alpha_j)) + k_{mj} \varepsilon_{0j} \cdot y(0, t_{1.sj}, \alpha_m, T_a) + k_{nj} \varepsilon_{0j} \cdot y(0, t_{1.sj}, \alpha_n, T_a), \quad (5.4)$$

где I_m, α – амплитуда и начальная фаза периодической составляющей тока КЗ соответствующей фазы; T_a – постоянная времени апериодической составляющей первичного тока КЗ, протекающего через исследуемый ТТ; $\varepsilon_{0j} = R_0/R_j$; $k_{mj} = I_{mm}/I_{mj}$; $k_{nj} = I_{mn}/I_{nj}$; $T_{aB} = L_j/R_j$ – амплитуда постоянная времени вторичной цепи ТТ_j; $P_{1.j}$ – начальный ресурс ТТ_j (переходной обобщенный параметр, характеризующий способность ТТ_j не насыщаться при заданных амплитуде тока КЗ, нагрузке, остаточном потоке и частоте); $i(t, \alpha) = \frac{i}{I_m} = \cos \alpha \cdot e^{-t/T_a} - \cos(\omega T_a + \alpha)$ – вспомогательная функция вида i , является нормированной величиной первичного тока [260].

При любом виде КЗ векторная сумма вторичных токов всех фаз, рассматриваемой группы, используемой в схеме ДЗ генератора, при условии, что ни один ТТ не насыщен, равна нулю. Тогда с учетом свойств вспомогательных функций вида y [260] выражение (5.4) упрощается:

$$P_{1,j} = \frac{\omega(\Psi_s - \Psi_{rj})}{I_{mj} \cdot R_j} = y(0, t_{1.sj}, \alpha_j, T_a) + \omega T_{aB} (i(t_{1.sj}, \alpha_j) - i(0, \alpha_j)), \quad (5.5)$$

где Ψ_s, Ψ_{rj} – потокосцепление насыщения и остаточное потокосцепление ТТ_j, соответственно.

Из выражения (5.5) следует, что вне зависимости от вида аварии расход ресурса у исследуемого ТТ (левая часть выражения), работающего в группе «звезда», при ненасыщенных других ТТ группы определяется параметрами первичного тока, протекающего через рассматриваемый ТТ.

Ранее отмечалось, что режимы, в которых ток небаланса, протекающий в дифференциальной цепи и обусловленный насыщением ТТ только одного плеча ДЗ, не превышает минимальную уставку срабатывания защиты, можно охарактеризовать критическим значением тока намагничивания и потокосцепления ТТ. При этом под критическим значением понимается некая грань, при превышении которой невозможно с уверенностью утверждать, что рассматриваемый процесс не повлияет на устойчивость функционирования исследуемой ДЗ. Полученное значение критического потокосцепления $\Psi_{кр}$ подставим вместо потокосцепления насыщения Ψ_s , характеризующего ПХН, которая является основным допущением при проведении исследований методом вспомогательных функций (рис. 5.12).

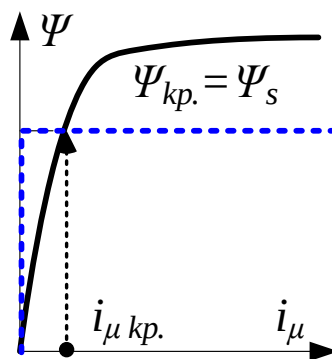


Рисунок 5.12 – Формирование ПХН для «отсеивания» незначимых режимов

Таким образом, для «отсеивания» ранее определённой части аварийных режимов необходимо лишь, чтобы ресурс ТТ в выражении (5.5) никогда не был полностью израсходован, то есть при любом значении $t_{1.sj}$ ресурс должен быть больше его расходования (правая часть выражения). Данному условию при $\alpha_j \in (-\pi/2; \pi/2]$, $\Psi_{кр} > 0$ и $\Psi_{rj} < \Psi_{кр}$ соответствует неравенство

$$\frac{\omega(\Psi_{кр} - \Psi_{rj})}{I_{mj} \cdot R_j} > \omega T_{aB} \cdot \cos \alpha_j + \sin \alpha_j + \sqrt{1 + (\omega T_{aB})^2}, \quad (5.6)$$

а при $\alpha_j \in (\pi/2; 3\pi/2]$, $\Psi_{кр} < 0$ и $\Psi_{rj} > \Psi_{кр}$:

$$\frac{\omega(\Psi_{кр} - \Psi_{rj})}{I_{mj} \cdot R_j} < \omega T_{aB} \cdot \cos \alpha_j + \sin \alpha_j - \sqrt{1 + (\omega T_{aB})^2}. \quad (5.7)$$

Далее рассмотрим вопрос применимости полученного критерия «отсеивания» незначимых режимов. Поскольку задачей исследования является оценка устойчивости функционирования алгоритмов ДЗ генераторов, то на подготовительном этапе необходимо задаться параметрами первичной сети (генератора) и используемых ТТ (с учётом остаточных индукций в них), типом и уровнем аварии (вид КЗ и удалённость от выводов генератора), а также минимальной уставкой срабатывания испытуемого дифференциального реле (для определения $\Psi_{кр}$). Таким образом, в выражениях (5.6) и (5.7) неизвестными являются лишь амплитуды первичных токов КЗ в фазах I_{mj} , которые определяются путем несложных вычислений (автоматических) на основе исходных данных. Далее для каждого ТТ проверяется выполнение неравенств (5.6) или (5.7). В случае, когда заданные условия выполняются для всех ТТ, формирование первичных токов и расчёт вторичных токов (решение систем нелинейных дифференциальных уравнений), поступающих на входы ДЗ, и оценку поведения исследуемой ДЗ можно не осуществлять.

Предложенный критерий «отсеивания» части режимов внешних КЗ, не приводящих к нарушению устойчивости функционирования дифференциальной защиты генератора, заключающийся в простой проверке выполнения неравенств (5.6) и (5.7), позволяет уменьшить суммарные затраты времени на проведение исследования переходных процессов в цепях дифференциальной защиты генератора на ЭВМ в автоматическом режиме.

Функциональная устойчивость дифференциальной защиты генератора при соединении обмоток статора в «треугольник»

На основе предложенного выше критерия «отсеивания» части режимов внешних КЗ проведём анализ устойчивости дифференциальной защиты генератора при различных алгоритмах её выполнения.

Рассмотрим состав компонентов системы моделирования, которые необходимо реализовать для достижения поставленной цели. Для выполнения исследования необходимо создать модель объекта защиты, позволяющую формировать параметры режима первичной сети в различных условиях, модели ТТ и модель исследуемой защиты.

При разработке математических моделей нет смысла описывать все детали процессов в рассматриваемой системе. Необходимо иметь математическое описание, позволяющее воспроизвести на моделях те особенности рассматриваемого явления, которые наиболее существенны для решаемой задачи. При анализе поведения ДЗ наиболее существенным является процесс насыщения ТТ, характер которого существенно зависит от наличия, величины и времени существования свободной апериодической составляющей тока в режиме КЗ. Поэтому при составлении математической модели объекта защиты (генератора) и эквивалентной системы в данной работе применялись упрощенные уравнения расчета фазных токов (генератор и система моделировались в виде ЭДС за сопротивлением). Возможность соединения статорных обмоток защищаемого генератора в «треугольник» также учтена при моделировании.

При разработке математических моделей ТТ необходимо учесть, что ТТ, используемые в схемах микропроцессорных устройств ДЗ генератора устанавливаются во всех фазах, а их вторичные обмотки соединяются по схеме «звезда» как со стороны линейных, так и со стороны нулевых выводов (для генераторов с нерасщепленной обмоткой статора вне зависимости от схемы соединения статорной обмотки). Процессы в такой схеме соединения в полной мере (с точки зрения анализа ДЗ) описываются системой (5.3).

При создании математических моделей алгоритмов функционирования микропроцессорных ДЗ генератора принят ряд допущений, обусловленных наличием коммерческой тайны завода-изготовителя на часть решений, используемых в алгоритмах:

- В связи с тем, что абсолютное большинство алгоритмов ДЗ генератора, выпускаемых в настоящее время, проводит вычислительные операции с основными гармониками токов плеч, то из ряда дискретных значений моделируемых вторичных токов ТТ при исследовании поведения этих защит необходимо получать амплитуды и фазы гармоник промышленной частоты. Существенным фактором, осложняющим проведение исследований, является то, что способ выделения основной гармоники и параметры цифровых фильтров конкретной защиты являются коммерческой тайной завода-изготовителя и не доступны пользователю. Для преодоления этого затруднения в работе предлагается использовать единый алгоритм фильтрации вне зависимости от моделируемой защиты. Такой подход позволяет при прочих равных условиях объективно сравнить формы тормозных характеристик, способы формирования тормозных сигналов.

- Моделируются лишь те особенности алгоритмов защит, которые указаны в технической документации, предоставляемой заводом-изготовителем. В рамках данной работы рассматриваются «рафинированные» алгоритмы ДЗ без дополнительных блокировок в переходном режиме.

- При отсутствии конкретных числовых значений, используемых в алгоритмах параметров, их величина принимается исходя из физической интерпретации. Например, для фиксации срабатывания алгоритма ДЗ необходимо не просто попадание рабочей точки в область срабатывания, нужно, чтобы существование этой точки в области срабатывания носило устойчивый характер (10-20 мс).

В защитах генератора, вне зависимости от производителя, в качестве рабочего сигнала используется модуль дифференциального тока, рассчитываемого как векторная сумма первых гармоник токов плеч, получаемых от ТТ, установленных по концам защищаемого оборудования. Для отстройки от тока небаланса используется принцип торможения. При разработке всех способов расчета тормозного сигнала, являющегося функцией токов плеч, ставится цель снижения торможения в режиме внутреннего КЗ с обеспечением достаточного торможения при внешних КЗ для отстройки от тока небаланса. У всех используемых разработчиками способов формирования тормозного сигнала имеется общий недостаток, заключающийся в снижении тормозного сигнала при насыщении ТТ защиты, то есть именно в тот момент, когда резко возрастает ток небаланса. Поэтому все производители в своих алгоритмах ДЗ используют дополнительные средства отстройки от неправильных действий в переходных режимах внешних КЗ, которые необходимо учитывать при моделировании исследуемых ДЗ.

В рамках анализа рассмотрим поведение цифровой модели ДЗ с тормозной характеристикой, представленной на рисунке 5.13, при различных способах формирования тормозного сигнала, представленных в таблице 5.2.

Во всех указанных в таблице 5.2. способах формирования тормозного сигнала уровень этого сигнала при внешних КЗ без насыщения ТТ одинаков, следовательно, и уставки срабатывания тормозной характеристики будут идентичны.

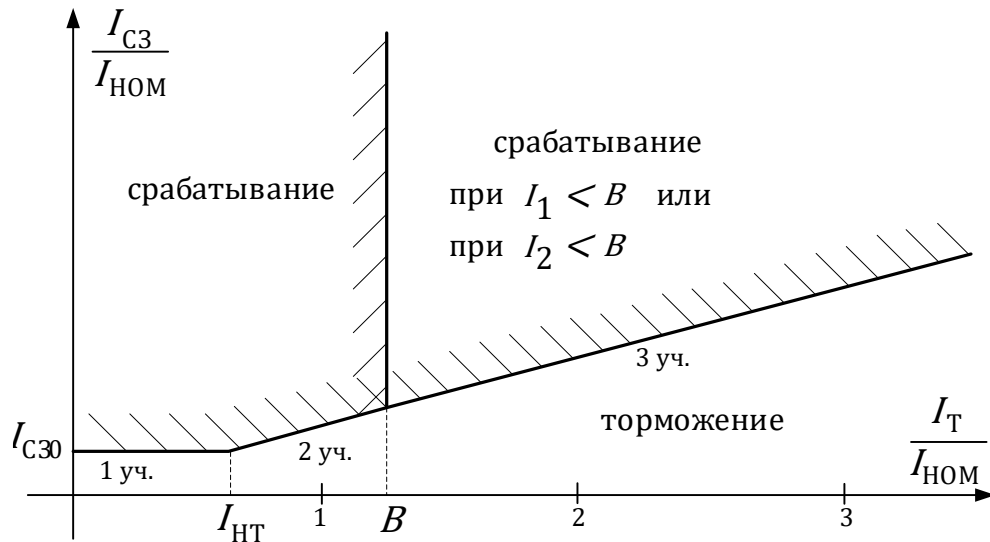


Рисунок 5.13 – Тормозная характеристика моделируемой ДЗ

Таблица 5.2 – Рассматриваемые способы формирования тормозного сигнала

Способ I_T №1	Способ I_T №2	Способ I_T №3
$I_T = \begin{cases} \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \alpha}, & \cos \alpha > 0 \\ 0, & \cos \alpha \leq 0 \end{cases}$ $\alpha = \arg[\bar{I}_1 \cdot (-\bar{I}_2)]$	$I_T = \frac{ \bar{I}_1 + \bar{I}_2 }{2}$	$I_T = \frac{ \bar{I}_1 + \bar{I}_2 }{2}$

Рассмотрим поведение указанных вариаций способов моделей ДЗ для генератора типа ТВФ-63М-2ЕУЗ, обмотки статора которого соединены в «треугольник» и подключены к сборным шинам 6 кВ [261]. Выбор такого генератора (а не малой мощности) обусловлен особенностью соединения обмоток статора (может являться одним из факторов нарушения устойчивости функционирования ДЗ). Полученные результаты возможно масштабировать на генераторы малой мощности в связи с тем, что явления насыщения ТТ и остаточной намагниченности в них имеет общую природу вне зависимости от класса генератора, а переходные процессы при КЗ характеризуются схожими временными параметрами.

Параметры максимальных токов при трехфазном КЗ на выводах генератора: суммарный ток от системы – 76.6 кА ($T_{a.э\text{кв}} = 80$ мс), от

генератора – 41 кА ($T_{a.экв} = 370$ мс). Параметры ТТ, установленных по его представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Исходные и расчетные параметры ТТ

			ТТ линейных выводов	ТТ нулевых выводов
Коэффициент трансформации		K_I	8000/5	8000/5
Предельная кратность, о.е.		$K_{ном}$	30	20
Сопротивление нагрузки, Ом		$Z_{н.ном}$	1.6	0.8
Коэффициент мощности нагрузки, о.е.		$\cos\varphi$	0.8	0.8
Сопротивление обмотки, Ом	Активное	R_2	2.3	2.0
	Индуктивное	X_2	0.0	0.0
Класс точности		-	10PR	10P
Соединение вторичных обмоток		-	Y	Y
Фактическая нагрузка ТТ, Ом		$Z_{н.факт}$	0.848	0.694

Результаты расчетов времени до насыщения ТТ при наличии остаточной намагниченности в сердечнике показали, что оно для ТТ со стороны линейных выводов немногим больше 10.5 мс, а для ТТ со стороны нулевых выводов около 5 мс. Такие результаты в большинстве случаев потребуют замены ТТ со стороны нулевых выводов, что на этапе проектирования объекта электрогенерации вполне возможно. А что делать с уже введенным в эксплуатацию оборудованием? Для формирования ответа

на этот вопрос и необходимо провести многократное моделирование исследуемого объекта с заранее известными настройками защиты.

Настройка тормозной характеристики (рис. 2) при испытаниях на модели следующая: начальный ток срабатывания $I_{с30} = 0.2$, коэффициент торможения $K_T = 0.55$ (тангенс угла наклона 2-го и 3-го участка тормозной характеристики), ток начала торможения $I_{нт} = 0.36$, граница излома характеристики срабатывания $B = 1.5$.

Множественные эксперименты внешнего трехфазного КЗ с различным уровнем остаточной индукции в ТТ показали невозможность излишнего срабатывания исследуемого алгоритма ДЗ генератора вне зависимости от способа формирования тормозного сигнала. Однако при внешних двухфазных КЗ моделируемая защита может функционировать некорректно (рис. 5.14). Это обусловлено схемой соединения обмоток генератора «треугольник», в которых при внешнем двухфазном КЗ внутри генератора протекают первичные токи во всех трёх фазах, и при насыщении одного из ТТ, установленных со стороны нулевых выводов, искажается вторичных сигнал сразу по двум фазам. В таком случае может возникнуть временный небаланс вторичных токов (в идеальном случае равных нулю при отсутствии нагрузочного тока в доаварийном режиме) и, как следствие, ложное срабатывание. Менее выгодным в данном случае выглядит принцип направленного торможения (способ №1), так как в таком режиме тормозной ток всегда будет равен нулю. Однако осциллограммы выходных контактов модели ДЗ с разными принципами торможения не выявляют каких-либо существенных отличий в итоговом результате – длительности сработанного состояния.

Эксперименты на математических моделях внешнего двухфазного КЗ с различным уровнем остаточной индукции в ТТ показали, что вне зависимости от способа формирования тормозного сигнала существует вероятность излишнего срабатывания ДЗ только в неповрежденной фазе, по другим фазам модель защиты корректно отрабатывает.

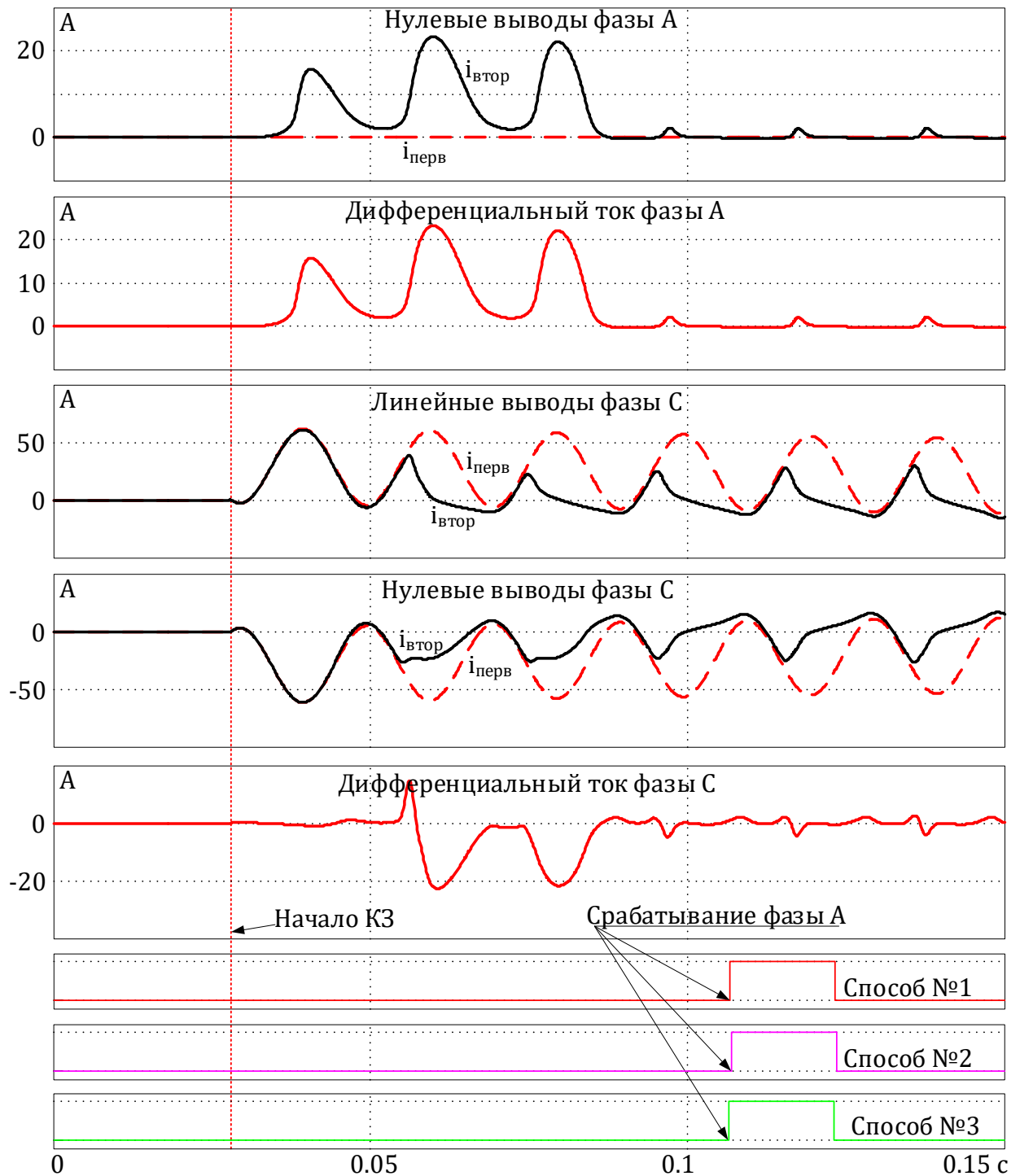


Рисунок 5.14 – Осциллограммы первичных, вторичных токов в плечах защиты и дифференциального тока, и выходных контактов модели алгоритма исследуемой защиты при внешнем двухфазном КЗ между фазами «В» и «С»

В качестве мероприятия по исключению неправильной работы защиты в выявленных режимах предлагается изменение выходной логики защиты в соответствии с рисунком 5.15. Его преимуществом является отсутствие

необходимости вносить изменения в непосредственную логику работы алгоритма ДЗ.

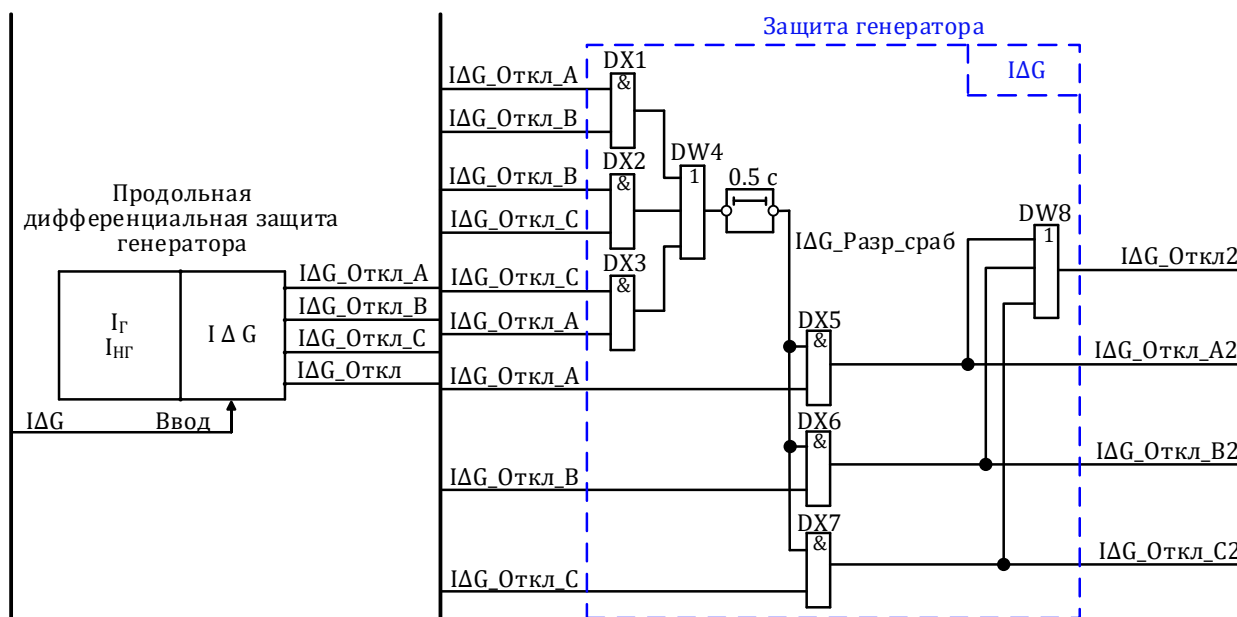


Рисунок 5.15 – Предлагаемая выходная логика ДЗ генератора с соединенными в «треугольник» обмотками статора

Применение искусственных нейронных сетей для восстановления вторичного тока

Существуют исследования [262-264], в которых детально рассматриваются алгоритмы функционирования отдельных защит при разных вариантах насыщения ТТ, в том числе выполненных в рамках данной диссертации [242, 261]. На их основе можно сделать вывод, что, с одной стороны, малые времена до насыщения не являются однозначным признаком некорректной работы защиты (существенное влияние оказывают, например, выставленные уставки, дополнительные блокировки), а с другой – при смене принципа действия защиты необходимо проводить повторное исследование. В этой связи желательно иметь такие программные средства по обеспечению корректной работы защиты при насыщениях ТТ, которые можно было бы распространить на весь диапазон защит, использующих в своих алгоритмах информацию от ТТ. Такими средствами могут выступать искусственные

нейронные сети (ИНС). Некоторые авторы [265] подают на вход ИНС выходы логических блоков защитных алгоритмов (например, факт срабатывания органа направления мощности, превышение уставки по току и т.д.), однако такой подход «намертво» связывает ИНС с конкретным алгоритмом защиты и поэтому не может считаться применимым для другого типа защиты.

В диссертации предлагается применять восстановление искажённого вторичного тока ТТ, пользуясь при этом только теми данными, которые получены непосредственно с ТТ [266]. Существует ряд работ в этом направлении [267-269], однако в таких работах рассматриваются достаточно простые модели и режимы работы оборудования. Имеются исследования, которые говорят о возможности применения ИНС для классификации режимов энергосистемы и определения типа и точного места КЗ, определения поврежденной фазы, что особенно актуально для ЛЭП [270]. Чтобы приблизить применение ИНС к практическому использованию, необходимо рассмотреть все возможные режимы работы защищаемого объекта и при этом разработать такую ИНС, которая, будучи реализованной на микропроцессорном устройстве РЗ, не приводила бы к задержке выполнения основных защитных функций за счёт большого объёма математических операций. В общем, ресурсы, доступные для реализации ИНС, определяются тактовой частотой процессора терминала защит, свободной оперативной памятью, частотой дискретизации входных аналоговых сигналов.

Далее производится сравнение нескольких архитектур ИНС при выполнении ими задачи восстановления вторичного тока в режиме насыщения ТТ.

Заранее невозможно однозначно сказать, к какому виду относится задача восстановления вторичного тока и применение какого типа ИНС будет наиболее эффективным, поэтому возникает необходимость на одних и тех же исходных данных обучить ИНС разных конфигураций. Всего в работе

рассмотрено 4 типа ИНС: «автокодировщик» (Autoencoder), свёрточная нейронная сеть (convolutional neural network, CNN), сеть долгой краткосрочной памяти (long short-term memory, LSTM), сеть с управляемыми рекуррентными блоками (Gated Recurrent Units, GRU).

ИНС типа «автокодировщик» часто применяется с целью подавления шумов во входных данных, а также с целью уменьшения размерности многомерных данных для удобства последующей визуализации.

Наилучшие результаты в области распознавания лиц показала CNN-сеть. Высокие показатели эффективности данной сети при решении задач распознавания образов обусловлены возможностью учёта геометрической топологии объекта. Сверточные нейронные сети обеспечивают частичную устойчивость к изменениям масштаба, смещениям и прочим искажениям.

LSTM-сеть представляет собой длинную цепь элементов краткосрочной памяти. Данный тип сети хорошо приспособлен к обучению на задачах классификации, обработки и прогнозирования временных рядов в случаях, когда важные события разделены временными интервалами с неопределённой продолжительностью и границами. Сети данного типа используются в задачах распознавания речи.

Принцип работы GRU – сети похож на принцип работы LSTM, но в отличие от второй, тут долгосрочный элемент памяти реализован не отдельным каналом, а он находится в самом векторе скрытого состояния. Построенная таким образом модель по эффективности сравнима с LSTM, но при этом проще.

Результаты обучения ИНС и их оценка

Обучение нейронных сетей проводилось в рамках разработанной программы для ЭВМ [271], написанной на языке Python на базе открытой библиотеки Keras. Теоретически, ИНС любой конфигурации в конечном итоге окажется способной решить поставленную задачу восстановления искаженного вторичного тока, однако это отразится на вычислительной сложности решения. Поскольку в дальнейшем предполагается реализация

ИНС на базе микропроцессорного устройства РЗ, вычислительные мощности которого ограничены, необходимо иметь наилучший результат при наименьшем числе вычислений, описывающих работу ИНС. Под наилучшим результатом будем понимать наименьшую полную погрешность ε ТТ в результате работы ИНС. Также отметим, что алгоритм восстановления предполагает, что на вход ИНС подаются 24 точки входного сигнала тока за 1 период промышленной частоты, которым противопоставляются 24 точки на выходе восстановленного значения тока.

На рисунке 5.16 приведены результаты обучения четырёх типов 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. В общем виде погрешность рассчитывалась по следующему выражению (при частоте дискретизации 1200 Гц):

$$\varepsilon(T_k) = \frac{\sqrt{\sum_{i=0}^{23} (i'_1(T_k - j \cdot \Delta T) - i_2(T_k - j \cdot \Delta T))^2 / 24}}{\sqrt{\sum_{i=0}^{23} (i'_1(T_k - j \cdot \Delta T))^2 / 24}},$$

где ε – полная погрешность ТТ; $i'_1(T_k)$ – мгновенное значение приведенного первичного тока в момент времени T_k ; $i_2(T_k)$ – мгновенное значение вторичного тока (или восстановленного ИНС) в момент времени T_k ; ΔT – интервал времени между соседними выборками, принят равным 0.8333 мс; j – номер выборки тока относительно выборки в момент времени T_k .

Из рисунка 5.16 видно, что применение обученной ИНС (вне зависимости от рассмотренной архитектуры) способно даже в тяжелейших переходных процессах в первичных и вторичных цепях РЗ поддерживать

полную погрешность ТТ существенно ниже, чем погрешность входного в устройство РЗ токового сигнала.

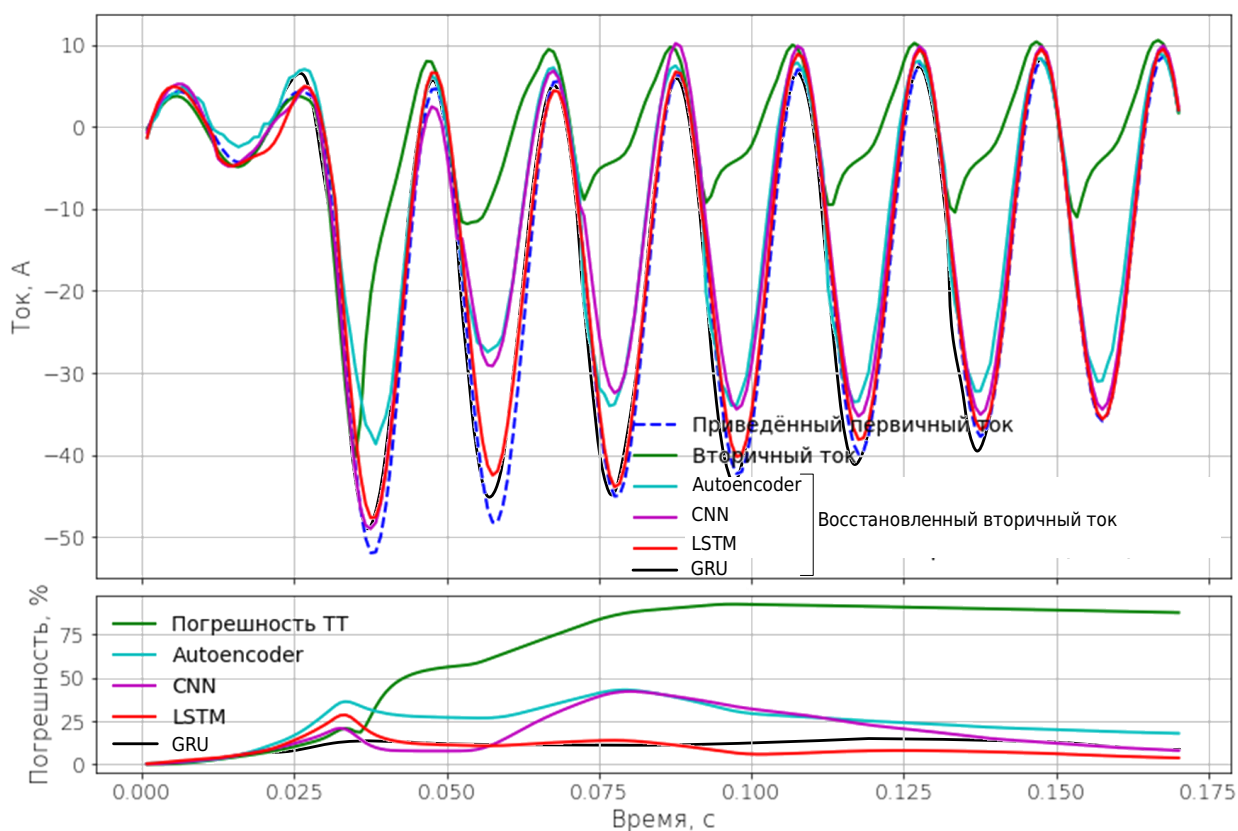


Рисунок 5.16 – Пример восстановления вторичного тока при помощи ИНС с расчетом полной погрешности ТТ

При прочих равных условиях на длительном интервале времени LSTM-сеть и GRU восстанавливает вторичный ток с наименьшей погрешностью по сравнению с другими архитектурами ИНС (рис. 5.16). При этом, ИНС на основе архитектуры GRU выдает наименьшую погрешность восстановления при более высокой скорости восстановления каждой точки осциллограммы. Однако, CNN-сеть не формировала сигналы по значению больше, чем приведенный первичный ток, что может положительно повлиять на корректность функционирования защит, сравнивающих токи по концам защищаемого объекта. Следовательно, работоспособность именно этих трёх архитектур целесообразно в дальнейшем оценивать на устройстве РЗ.

Восстановление вторичного тока разными архитектурами ИНС (рис. 5.16) осуществлялось при параметрах, представленных в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Параметры ИНС

	Слой	Параметр		
		Тип	Количество нейронов	Функция активации
Autoencoder	1	Conv1D	32	Relu
	2	Dropout	-	-
	3	Conv1D	16	Relu
	4	Conv1D	16	Relu
	5	Dropout	-	-
	6	Conv1D	32	Relu
	7	Conv1D	1	None
	Общее число весовых коэффициентов			9505
CNN	1	Conv1D	576	Relu
	2	Dense	-	None
	Общее число весовых коэффициентов			28248
LSTM	1	LSTM	48	tanh
	2	Dense	24	None
	Общее число весовых коэффициентов			10766
GRU	1	GRU	48	tanh
	2	Dense	24	-
	Общее число весовых коэффициентов			8520

В таблице 5.4 сокращение в типе слоя «Conv1DT.» соответствует полному названию «Conv1DTtranspose», значение функции активации «None» означает, что активация не применяется ($a(x) = x$).

Общие параметры для всех рассмотренных ИНС: размер мини-выборки – 128, доля валидации – 0.8; количество эпох – 50.

Для большего увеличения точности восстановления при применении выбранной модели ИНС может быть проведена более глубокая настройка как

самой модели, так и параметров обучения. При увеличении числа эпох обучения, модель показывает более высокую точность восстановления на тестовой выборке (переобучение модели не происходит). Из-за этого происходит пропорциональное увеличение времени обучения, при неизменном времени восстановления. Увеличение числа слоев и нейронов в слое ИНС дает также значительный прирост в точности, при этом значительно увеличивает как время обучения сети, так и длительность восстановления вторичного тока.

Применение ИНС в задачах восстановления вторичного тока показало хорошие результаты, но еще этот инструмент несовершенен. Ряд трудностей возникают при работе ИНС в доаварийном режиме: восстановление неискаженного тока нормального режима приводит к значительным погрешностям. Возможно, эту проблему можно решить путем увеличения количества точек нормального режима в исходных данных, что позволит ИНС лучше обучиться и более точно работать в нормальном режиме. Но на данном этапе исследования однозначно можно сказать, что ИНС целесообразно использовать только в аварийных режимах работы защищаемого оборудования, исключая ее использование (игнорируя выборки на её выходе) в нормальном режиме.

Для более удобной работы с ИНС в задачах восстановления вторичного тока ТТ разработана специализированная программа [271], которая позволяет сконцентрировать внимание на улучшении показателей восстанавливающей способности ИНС, удобно работать с входными данными, добавляя или изменяя их при необходимости.

Дифференциальная защита генератора с применением теории распознавания образов

При близких к генераторам малой мощности КЗ проявляется ещё одна их особенность (по сравнению с генераторами большой мощности) – быстрое затухание периодической составляющей тока аварийного режима,

подтекающего от генератора к точке КЗ. Для примера, у генератора 10.5 кВ производства GE Jenbacher мощностью 4.5 МВт постоянная времени затухания сверхпереходной вынужденной составляющей тока КЗ составляет 35 мс, а апериодической – 170 мс. Такое соотношение времен затуханий составляющих тока КЗ может привести к «отрыву» мгновенного значения аварийного тока от нуля на протяжении нескольких периодов, и в конечном итоге существенно повлиять на функционирование ТТ, к которым подключены устройства РЗ.

Наиболее чувствительной к таким искажениям в цепях ТТ в рассматриваемых режимах является продольная дифференциальная защита генератора. Для объектов малой генерации помимо возможной излишней работы ДЗ при внешних КЗ важным критерием является и быстроедействие при внутренних КЗ, т.к. даже небольшое промедление в отключении поврежденного генератора может привести к отключению всех остальных ГУ от высокочувствительных защит, настраиваемых производителями энергетического оборудования.

Полученные ранее в диссертации результаты доказывают необходимость совершенствования алгоритмов функционирования современных защит, что в свою очередь является недостижимой задачей, так как используемые алгоритмы являются коммерческой тайной заводов-изготовителей, следовательно, доступ к редактированию программного кода терминалов РЗ закрыт. Отсюда вытекает необходимость разработки полноценного алгоритма основной защиты генератора от междуфазных КЗ, лишённой недостатков, выявленных при испытаниях алгоритмов существующих защит.

При разработке алгоритма ДЗ генератора, наиболее полно удовлетворяющего требованиям быстрогодействия, селективности, надежности и чувствительности, необходимо решить задачу достоверного распознавания всех требуемых режимов работы защищаемого объекта.

Стоит отметить, что задача распознавания принадлежности рассматриваемого переходного процесса к определенному классу режимов работы генератора в общем виде полностью соответствует задаче распознавания образов (процессов, явлений, сигналов). Здесь подразумевается, что поставленная задача аналогична задаче преобразования входной информации (в качестве которой рассматриваются некоторые параметры процесса, признаки распознаваемых образов) в выходную информацию с заключением о том, к какому классу относится распознаваемый образ [272-274]. Именно поэтому теория распознавания образов широко используется при совершенствовании устройств релейной защиты [275-278].

Для повышения 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 [279] и применении теории распознавания образов.

В определении нормального и аварийного режимов может участвовать несколько разнородных электрических параметров, каждый из которых предназначен для контроля определённого отличительного признака 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 5.17, на его выходе происходит формирование шестнадцатеричного числа – *слова*. Последовательность *слов*, отстоящих друг от друга на период дискретизации, образует словесное описание режима работы защищаемого генератора (*образ*).

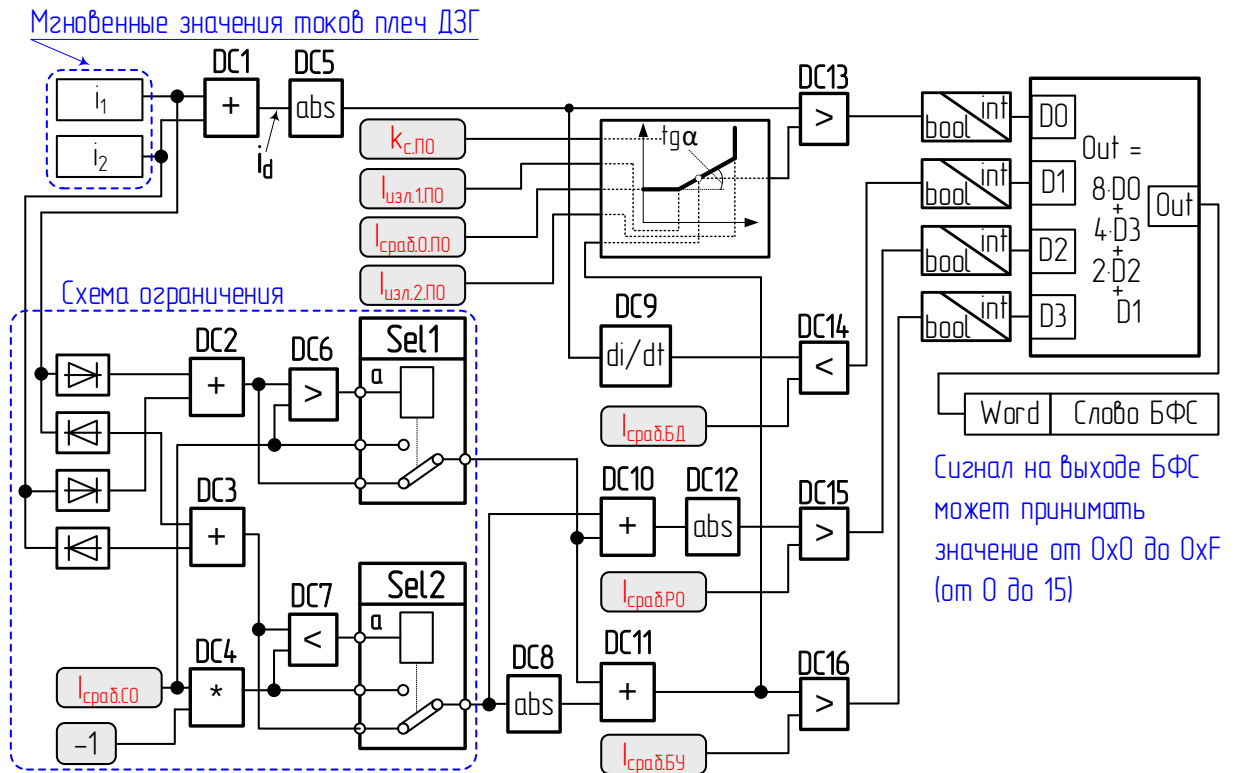


Рисунок 5.17 – Алгоритм функционирования блока формирования слов

Данная схема, используемая в каждой фазе, принимает два входных сигнала – мгновенные значения токов плеч i_1 и i_2 . Сумма этих сигналов выпрямляется (выход DC5) и подаётся на вход пускового органа (ПО) DC13. Этот сигнал, соответствующий модулю дифференциального тока, сравнивается с током срабатывания ПО, обеспечивающим реализацию первых двух участков принятой характеристики срабатывания (рис. 5.18). Именно в ПО находит реализацию дифференциальный и дифференциальный с торможением принципы. Схема ограничения (СО) выполняет задачу стабилизации (ограничения) сигналов на выходе DC2 и DC3 до определённого уровня ($I_{\text{стаб.СО}}$). Сумма этих ограниченных сигналов выпрямляется (выход DC12) и подаётся на вход реагирующего органа (РО) DC14. РО контролирует фазовый сдвиг между токами плеч и выполняется в виде реле времени, контролирующего длительность превышения мгновенным значением своего сигнала заданного порога $I_{\text{сраб.РО}}$ и сравнивающего эту длительность с заданным временем блокировки. Минимальное время блокировки принимается равным 3 мс (54°). Отметим,

что в составе РО отсутствуют элементы, выполняющие функцию контроля длительности интервалов времени, так как применяемый структурный подход распознавания получаемых образов позволяет обходиться без таких элементов. Входной сигнал блока управления (БУ) пропорционален сумме модулей токов плеч (выход ДС11) и представляет собой один из известных способов формирования тормозного сигнала. Стоит отметить, что величина входного сигнала БУ не может превышать $2I_{\text{сраб.РО}}$, что необходимо при переходе на дифференциально-фазный принцип (3 участок характеристики срабатывания) [279].

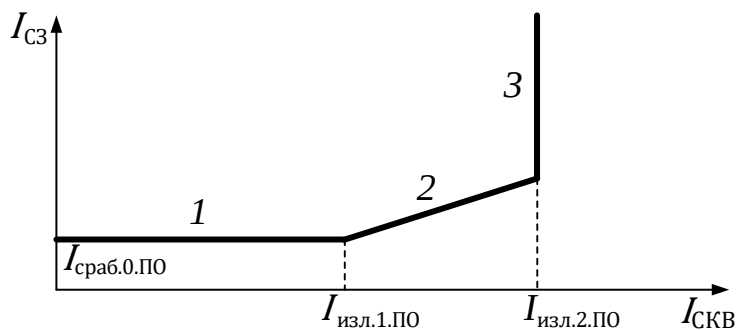


Рисунок 5.18 – Характеристика срабатывания разрабатываемой защиты

Далее приведена методика расчета уставок блока формирования слов ДЗ генератора (рис. 5.17).

В стационарных режимах поведение защиты полностью определяется пусковым органом (ПО) со следующими уставками срабатывания:

- первый излом характеристики срабатывания (выбирается такой, чтобы во всех длительно допустимых рабочих режимах генератора ток срабатывания оставался равным своему минимальному значению)

$$I_{\text{изл.1.ПО}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{длит}} \cdot I_{\text{НОМ.Г}};$$

- второй излом характеристики срабатывания (выбирается такой, чтобы исключить возможность блокировки защиты максимальным сквозным током нагрузки)

$$I_{\text{изл.2.ПО}} = \sqrt{2}(1.5 \dots 2)I_{\text{НОМ.Г}};$$

- начальный ток срабатывания (рассчитывается исходя из условия отстройки от тока небаланса при протекании через генератор $I_{изл.1.ПО}$)

$$I_{сраб.0.ПО} = k_H \cdot \varepsilon \cdot k_{одн} \cdot I_{изл.1.ПО};$$

- коэффициент наклона тормозной части характеристики

$$k_{с.ПО} = \frac{k_H \cdot \varepsilon \cdot k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot I_{изл.2.ПО} - I_{сраб.0.ПО}}{I_{изл.2.ПО} - I_{изл.1.ПО}};$$

где $k_{длит}$ – коэффициент, учитывающий длительно допустимую перегрузку генератора; $I_{НОМ.Г}$ – номинальный ток генератора; k_H – коэффициент надежности; ε – относительная полная погрешность ТТ; $k_{одн}$ – коэффициент однотипности; $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий наличие свободной составляющей в токе КЗ.

Исходя из результатов уже проведённых в экспериментов, $k_{с.ПО}$ рекомендуется принимать при однотипных ТТ равным 0.4, а при разнотипных – 0.6.

Уставка блока управления (БУ) определяется из условия максимальной чувствительности к внутренним КЗ при сквозных токах, не превышающих длительно допустимые нагрузочные токи генератора, поэтому

$$I_{сраб.БУ} = 2I_{изл.2.ПО}.$$

Порог срабатывания реагирующего органа (РО) определяется из выражения

$$I_{сраб.РО} = I_{сраб.0.ПО}/3.$$

Порог срабатывания блока дифференцирования (БД) определяется из максимального значения производной дифференциального тока при протекании по рабочей обмотке такого тока, модуль которого достигает $I_{сраб.0.ПО}$:

$$I_{сраб.БД} = -1.2 \cdot I_{сраб.0.ПО} \cdot (2\pi \cdot f_c),$$

где f_c – частота напряжения сети.

Уставка срабатывания схемы ограничения: $I_{\text{сраб.СО}} = I_{\text{изл.2.ПО}}$.

Для функционирования разрабатываемого алгоритма предполагается использовать заранее подготовленное экспертом формализованное описание классов состояния защищаемого объекта (табл. 5.5), выделяя из получаемого *образа* фрагменты, характерные только для одного из классов. Здесь под *первичными* признаками внешнего КЗ подразумеваются такие комбинации *слов*, которые устойчиво проявляются с начала аварии до момента насыщения ТТ и не фиксируются при внутренних КЗ. При выявлении этих признаков необходимо блокировать защиту на 60 – 80 мс. Признаки, именуемые *вторичными*, проявляются в режиме глубокого насыщения ТТ и могут быть применены для фиксации внешнего КЗ и последующей блокировкой защиты на 20 – 30 мс только после фиксации *первичных* признаков.

Совокупность признаков классов состояния защищаемого генератора образует *словарь* признаков, который формируется в несколько итераций – доопытной и по результатам математических экспериментов цифровых двойников защищаемого оборудования. Взаимодействие блока формирования слов и разработанного *словаря* признаков является сущностью алгоритма дифференциальной защиты с применением теории распознавания образов.

Эксперименты на математических моделях разработанного алгоритма дифференциальной защиты с применением теории распознавания образов на примере генератора и ТТ, указанных в таблице 5.3, с имитацией различных видов КЗ, а также с различным уровнем остаточной индукции в ТТ и с учетом ранее описанных критериев отсеивания показали, что излишняя работа разработанного алгоритма ДЗ наблюдалась только при моделировании внешних двухфазных КЗ (50 случаев из 10000 проведённых опытов).

Таблица 5.5 – Множество классов состояния защищаемого генератора с формализованным описанием при частоте дискретизации 1200 Гц

Обозначение класса	Режим работы генератора	Признак (фрагмент <i>образа</i>)	Примечание
K1	Нормальный рабочий режим, холостой ход или отключенное состояние	000 ... 000	Не менее 100 мс подряд
	Работа с кратковременной перегрузкой	Комбинация <i>слов</i> 0, 2, 4, 5 и 7	Не менее 40 мс подряд
K2	Внутреннее КЗ с малыми сквозными токами	Пятизначный <i>образ</i> из 2 и А	Минимум 1 <i>слово</i> А
	Внутреннее КЗ с большими сквозными токами	Шестизначный <i>образ</i> из 2, 6, А, Е	Минимум 1 <i>слово</i> А или Е
K3	Внешнее КЗ	44, 45, 64, 40, 53, 57, 34, 35	Первичные признаки
		АС, ЕС, <i>образ</i> из 6-ти С и/или D	Вторичные признаки

Высокая устойчивость функционирования разработанного алгоритма ДЗ при внешних КЗ, по идее, должна приводить к недостаточному быстродействию при внутренних КЗ. Однако результаты моделирования показывают, что разработанная ДЗ выдаёт сигнал на срабатывание в первом периоде с момента КЗ в 99.86% случаев от общего количества опытов (40000). На втором периоде разработанный алгоритм выдал сигнал в 0.12% случаях. Полученный результат говорит о высоком быстродействии защиты, связанным с использованием мгновенных, а не интегральных значений токов плеч. Несмотря на это, удалось обнаружить режимы, при которых разработанная ДЗ имеет задержку в срабатывании от 100 до 140 мс (0.02%).

Задержка срабатывания происходит при совпадении ряда факторов. Такими факторами являются: значительная перегрузка генератора в доаварийном режиме, малое значение тока КЗ, подтекающего от системы, и ток повреждения внутреннего повреждения, близкий к номинальному току защищаемого генератора и начинающийся с непродолжительной полуволны. Совокупность всех этих факторов приводит к фиксации в первые моменты аварии первичных признаков внешнего КЗ, а лишь затем признаков внутреннего КЗ.

Применение искусственной нейронной сети в дифференциальной защите генератора

Для правильной и надежной идентификации режима (табл. 5.5) необходимо учитывать порядок слов в последовательности за определенный промежуток времени или, иначе говоря, их комбинацию. Именно для этого на этапе проектирования устройства ДЗ на основе теории распознавания образов экспертом разрабатывается *словарь* признаков режимов. С учетом того, что БФС в каждый отчет выдает *слово* в виде формализованного числа, характеризующего состояние режима работы генератора, то для процесса идентификации режима вместо экспертного словаря может применяться ИНС.

Применимость ИНС рассмотрена на примере двухслойной полносвязной нейронной сети прямого распространения, имеющую шесть нейронов во входном слое и три нейрона в выходном слое. Фрагмент алгоритма дифференциальной защиты генератора с предложенной архитектурой нейронной сети представлен на рисунке 5.19, его реализация выполнена на языке программирования *Python*. В качестве входных сигналов X применяемой ИНС определены шесть нейронов, формирующих «окно», состоящее из шести последовательных временных отсчетов, которое является последовательностью *слов*, формируемых блоком формирования слов (рис. 5.17) за четверть периода (при частоте сети 50 Гц и частоте

дискретизации 1200 Гц). Значения нейронов Y в выходном слое по своей сути определяют вероятность принадлежности к определённому классу состояния (табл. 5.5). Количество нейронов для тестовой архитектуры ИНС в скрытом слое принято равным 18, как результат произведения числа входных нейронов на число выходных.

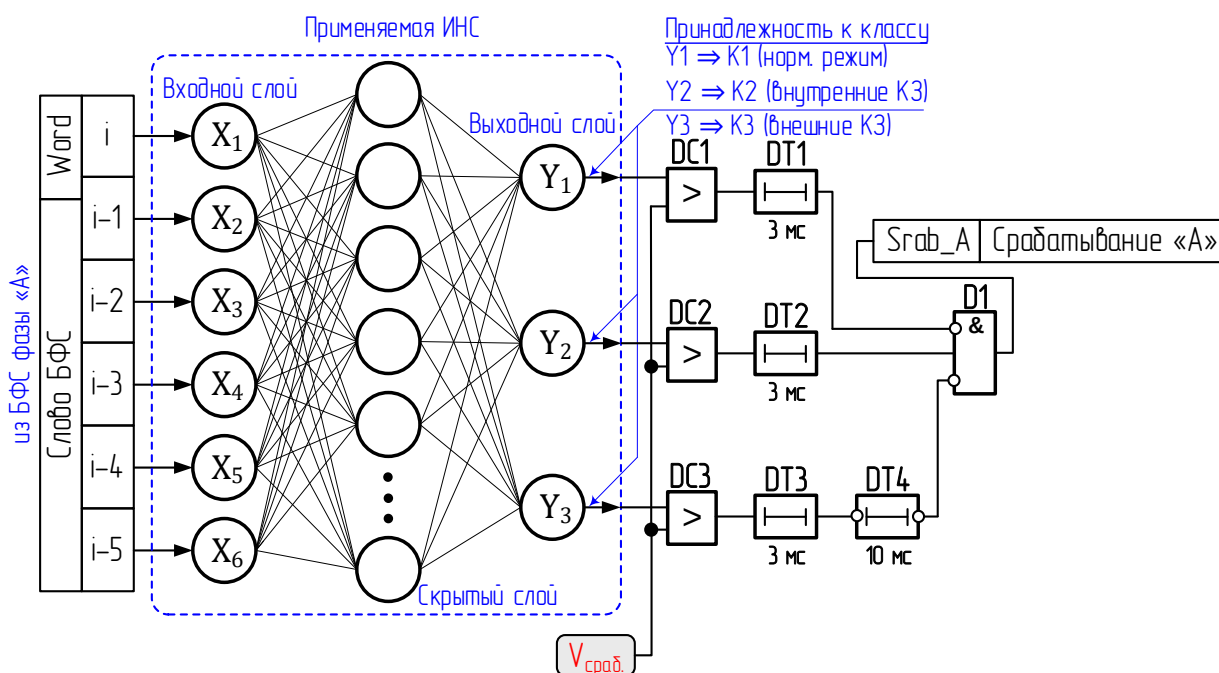


Рисунок 5.19 – Фрагмент алгоритма ДЗ генератора с ИНС

Разработанная структура искусственной нейронной сети, которая является дополнением к блоку формирования слов дифференциальной защиты (рис. 5.19), подразумевает возможность корректировки некоторых параметров для улучшения точности ее работы. В качестве таких параметров, влияющих на процент правильных действий нейронной сети, являются число нейронов в скрытом слое, коэффициент, определяющий скорость обучения и число эпох обучения. Выбор данных параметров осуществляется эмпирически на основе ряда проделанных опытов, или данные величины заимствуются уже из готовых архитектур нейронных сетей, предусмотренных для решения похожих задач. Немаловажным фактором точной работы является правильно сформированная и подготовленная обучающая выборка. Малый объем обучающей выборки, очевидно, может

являться причиной несовершенной работы модели. Кроме того, неправильный процесс организации и сортировки обучающих данных также может оказать существенное влияние на работу модели. В связи с этим подход к построению обучающей выборки требует особого внимания.

На рисунке 5.20 представлена зависимость точности работы нейронной сети от числа эпох обучения. Анализ графика позволяет сделать вывод, что нейронная сеть после увеличения числа эпох обучения свыше 80 уходит в «насыщение», и процент точной работы сети составляет не выше 87-88%. В связи с этим целесообразным решением для дальнейших исследований является установка количества эпох на уровне 100. Точность работы сети при этом составляет 87.2 %.

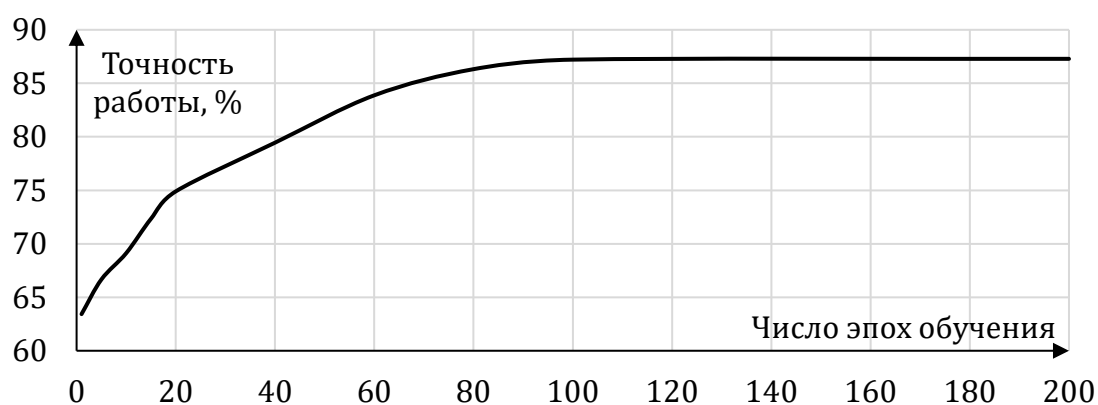


Рисунок 5.20 – Зависимость точности работы используемой ИНС от числа эпох обучения

На рисунке 5.21 представлен график изменения процента точности работы нейронной сети от величины коэффициента скорости обучения. Коэффициент скорости обучения отвечает за шаг корректировки обучаемых параметров. Очевидно, что чем меньше значение данного коэффициента, тем «аккуратнее» происходит уточнение обучаемых параметров, и, соответственно, тем большей точностью обладает модель нейронной сети. Однако из графика (рис. 5.21) можно установить, что при коэффициентах скорости обучения больших 0.005 нейронная сеть так же, как и в рассмотренном выше случае, входит в «насыщение». Поэтому разумно

принять значение данного коэффициента 0.0001. Точность работы сети после корректировки скорости обучения составляет 88.1 %.

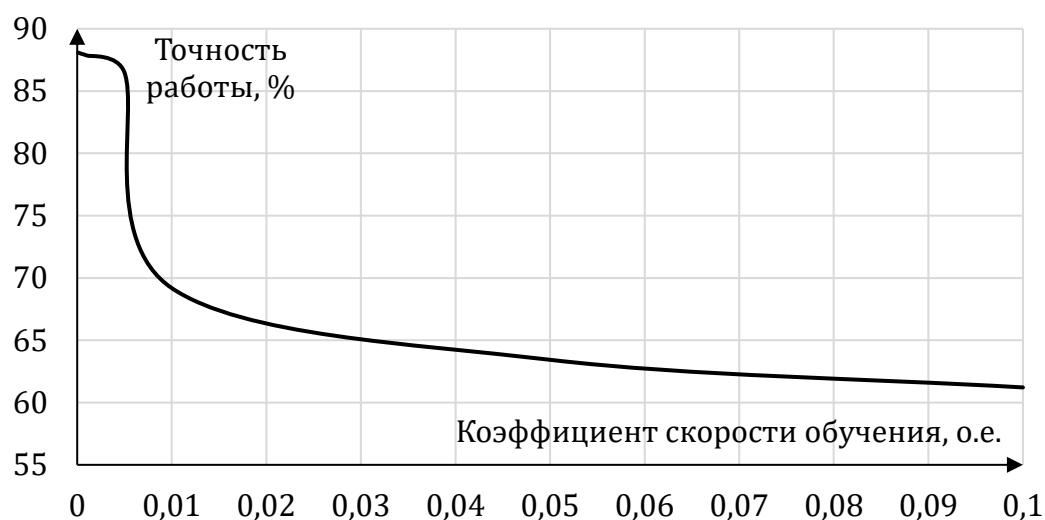


Рисунок 5.21 – Зависимость точности работы нейронной сети от величины коэффициента скорости обучения

Количество нейронов в скрытом слое принято равным 18, поскольку после настройки всех вышеопределенных параметров изменение данного числа нейронов не приводит к существенному изменению точности работы сети. Кроме того, в соответствии с [280], в подобных архитектурах двухслойных нейронных сетей в качестве оптимального решения рекомендуется принимать число нейронов в скрытом слое, равное произведению числа входных нейронов на число выходных.

Подводя итог проведенной оптимизации процесса обучения разработанной модели нейронной сети, предназначенной для распознавания класса состояния защищаемого генератора, необходимо отметить следующее. Принятая архитектура нейронной сети, организация обучающей выборки и настройка гиперпараметров привели к достижению определенного предела точности работы модели. С большой долей уверенности можно сказать, что данный факт обусловлен одним из главных недостатков нейронных сетей прямого распространения, а именно попаданием нейронной сети в локальный минимум функции ошибки. Также часть ошибки в работу

нейронной сети вносит принятый процесс подготовки обучающей выборки. Разбиение каждого опыта на отдельные мини-последовательности приводит к тому, что некоторые такие мини-выборки из каждой последовательности рабочего сигнала могут быть свойственны сразу нескольким режимам. В связи с этим нейронная сеть в процессе обучения при анализе некоторых выходных сигналов находится в состоянии неопределенности, что приводит к накоплению ошибки.

Для оценки функционирования дифференциальной защиты генератора с применением ИНС произведена генерация экспериментальных выборок, независимых от последовательностей, участвующих в формировании обучающей выборки, при различных режимах работы.

Проверка корректности функционирования ИНС после обучения показала, что доаварийный режим (первые 20 мс) фиксируется надежно – уровень сигнала на выходе нейронов Y_2 и Y_3 не превышает 0.2 (рис. 5.22). Однако в самый начальный момент переходного процесса в течение 1-2 мс режим внутреннего короткого (рис. 5.22, а) замыкания может идентифицироваться нейронной сетью как режим внешнего короткого замыкания с достаточно большим, но кратковременным уровнем сигнала на выходе Y_3 (в ряде случаев достигает 0.9). В это же время сигнал принадлежности режима к внутренним коротким замыканиям (выход Y_2) может резко снижаться (до 0.3). На рисунке 5.22 (б) представлены осциллограммы на выходе ИНС при имитации одного из вариантов режима внешнего КЗ. Здесь идентификация режима происходит корректно до насыщения. При насыщении ТТ происходит резкое снижение уровня сигнала на выходе Y_3 (принадлежность к внешним КЗ) с одновременным кратковременным увеличением сигнала на выходе Y_2 . Для формализации определения класса режима и исключения влияния кратковременных всплесков на выходе ИНС установлены органы сравнения максимального действия с уставкой срабатывания $V_{\text{сраб}} = 0.79$ (возврат – 0.76) и элементы задержки на срабатывание в 3 мс (рис. 5.19). Итоговое срабатывание

возможно только при отсутствии блокировки со стороны классов режима К1 и К3. При надёжном распознавании режима внешнего К3 (выход элемента DT2) рекомендуется блокировать защиту на 10 мс. Осциллограммы сигналов на выходе элементов DT2 и DT3 и сигнала на срабатывание (рис. 5.19) для отдельных режимов внешнего и внутреннего К3 представлены на рисунке 5.22.

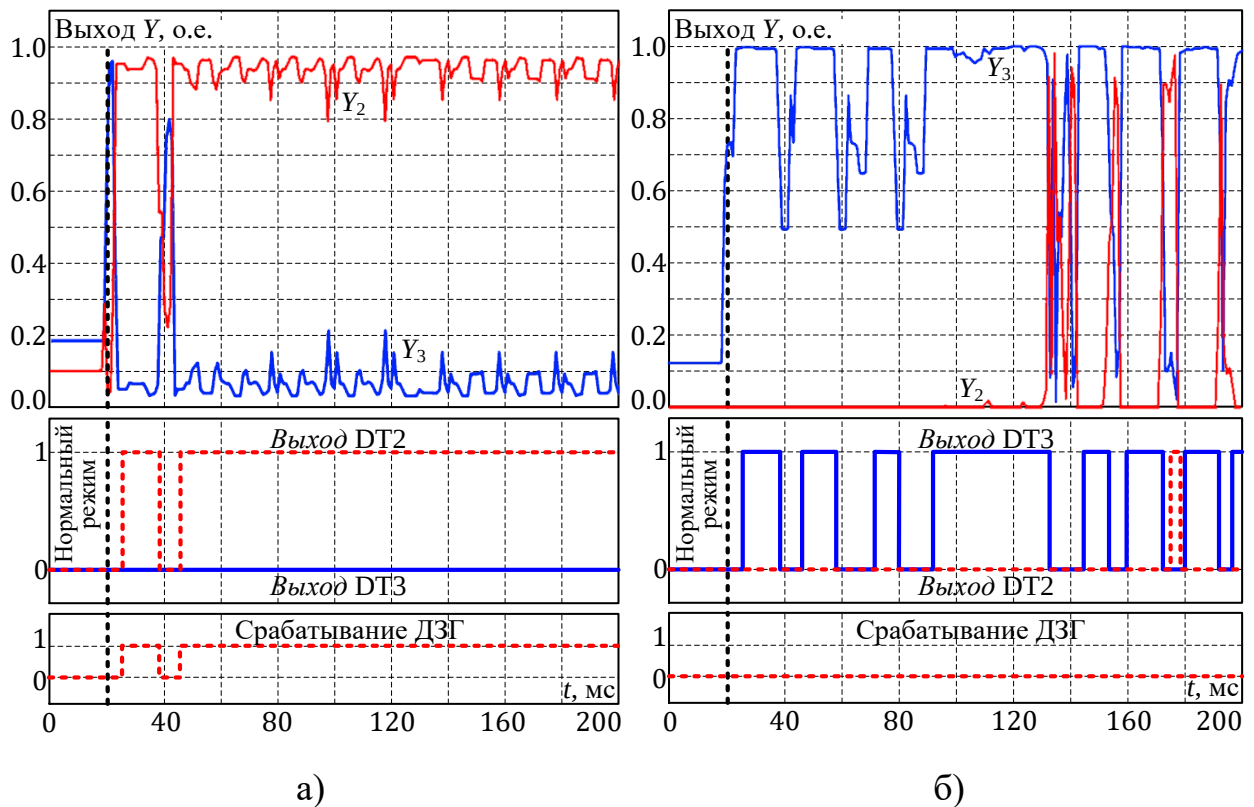


Рисунок 5.22 – Осциллограммы сигналов на выходе ИНС, промежуточных и выходного сигналов разрабатываемой ДЗ генератора
(а – внутреннее КЗ, б – внешнее КЗ)

В результате стоит отметить, что проведённые исследования по настройке и испытаниям дифференциальной защиты генератора с применением искусственной нейронной сети показывают, что для распознавания режимов работы защищаемого оборудования её использование вполне оправдано. Дальнейшие исследования в данном

направлении позволят повысить точность функционирования разрабатываемых устройств.

Выводы по главе 5

1. Для реагирования на повышение частоты в энергосистеме малой мощности (в следствие малых моментов инерции у генераторов) при внезапном отключении части потребителей в виду скоротечности процессов изменения часто целесообразно использовать быстродействующие ступени АОПЧ, контролирующие скорость повышения частоты. В работе предложен алгоритм такой ступени с блокировкой срабатывания от дистанционного органа или реле напряжения, а не с использованием реле частоты. Такое решение позволяет, с одной стороны, увеличить быстродействие, исключив разрешающий орган по частоте, а с другой – надежно отстроиться от колебаний частоты при близких к станции КЗ.

2. Проведён анализ способов вычисления частоты для последующего определения её скорости в предлагаемом алгоритме быстродействующей АОПЧ, по результатам которого отмечено, что использование квадратурной демодуляции в фильтрах частоты наиболее предпочтительно (из 4 рассматриваемых вариантов фильтров) при вычислении скорости изменения частоты из-за его стабильности в различных режимах и получения нового значения в каждую новую выборку, что критически важно для корректного измерения df/dt . В виду отмеченной стабильности метода обратного счета (перехода через ноль) данный способ применим при реализации прототипов агентов автоматического регулирования частоты и мощности.

3. Анализ переходных процессов в распределительных сетях 6-35 кВ на примере реального оборудования и токов КЗ показал возможность возникновения процессов глубокого насыщения ТТ и существенного искажения вторичного сигнала. При этом, КЗ в радиальных сетях с односторонним питанием (например, на фидере нагрузки) с последующим насыщением ТТ приводит лишь к незначительному увеличению времени

срабатывания токовых отсечек, не влияя на их селективность. Предложено эмпирическое выражение определения времени срабатывания мгновенной токовой отсечки при насыщении ТТ, в полной мере учитывающее не только характеристики ТТ и их нагрузки, но и кратность превышения тока КЗ по отношению к току срабатывания защиты.

4. Эксперименты на разработанных математических моделях первичного оборудования (генератор и система), трансформаторов тока, соединенных в различные группы, и «рафинированных» алгоритмах существующих защит (реализованных только на основе открытой технической документации) показали наличие вероятности возникновения излишней работы алгоритмов ДЗ генератора только в тех режимах, процессы протекания которых были крайне неоднородны в различных плечах защиты, например в случае двухфазного внешнего КЗ и соединения обмоток статора генератора по схеме «треугольник». Предложены решения по отстройке от таких режимов в существующих устройствах РЗ при наличии в них дополнительной программируемой логики.

5. В связи с тем, что именно насыщение ТТ является одной из причин нарушения устойчивости функционирования РЗ, в работе предлагается применять такие программные средства по обеспечению корректной работы РЗ, которые можно было бы распространить на весь диапазон защит, использующих в своих алгоритмах информацию от ТТ. Такими средствами могут выступать искусственные нейронные сети, восстанавливающие искаженный вторичный ток ТТ. Применение ИНС в задачах восстановления вторичного тока показало хорошие результаты, но еще этот инструмент несовершенен. Но на данном этапе исследования однозначно можно сказать, что ИНС целесообразно использовать только в аварийных режимах работы защищаемого оборудования, исключая ее использование (игнорируя выборки на её выходе) в нормальном режиме.

6. Разработан алгоритм функционирования дифференциальной защиты генератора на основе структурного метода теории распознавания образов и

контроле мгновенных значений тока. Данный метод позволяет формализовать отличительные признаки внешнего и внутреннего КЗ, многие из которых невозможно идентифицировать в алгоритмах, основанных на интегральных параметрах входных сигналов. Разработанный алгоритм соответствует требованиям чувствительности и быстродействия при внутренних повреждениях и устойчивости несрабатывания при внешних КЗ.

7. Разработан алгоритм дифференциальной защиты генератора с применением искусственной нейронной сети. Произведена его оптимизация, а также осуществлена оценка точности работы и быстродействия полученного алгоритма. Полученные в ходе проведенных исследований результаты позволяют сделать вывод о потенциальной возможности применения искусственных нейронных сетей для распознавания режимов работы различного оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Развитие распределённой по сети малой генерации 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 прототипа 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 защиты линий электропередачи 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 экспресс отключения, 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 децентрализованного (режимного, противоаварийного с автовосстановлением) мультиагентного управления 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 в следствие отсутствия общей информационной сети в контуре on-line управления режимами, высокая надежность и живучесть АРЭС в целом (и ЛИЭС в частности) в следствие 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 малой генерации 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 отсеков, не влияя на их селективность, рассчитать которое можно по предложенному в работе эмпирическому выражению, в полной мере учитывающим 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 искусственные нейронные сети для восстановления формы искаженного вторичного тока ТТ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Агент АРЧМ – агент автоматического регулирования частоты и мощности;

Агент РН РС – агент регулирования напряжения в контролируемом районе сети;

Агент СВ – агент сетевого выключателя;

Агент СХ – агент синхронизации;

Агент ЭО – агент экспресс отключения;

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;

АОСД – автоматика опережающего сбалансированного отделения;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

АРН – автоматический регулятор напряжения;

АРПпС – алгоритм автоматического группового регулирования перетока активной мощности по сечению на станции;

АРС – автоматический регулятор скорости;

АРЭС – активная распределительная электрическая сеть;

АРЧ – автоматическое астатическое регулирование частоты;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

АЦП – аналогово-цифровой преобразователь;

АЭК – активный энергетический комплекс;

АЭС – атомная электростанция;

БЗ ВР и КМ – блок запуска вторичного регулирования и коррекции мощности;

БТН – бросок тока намагничивания;

БУ – блок управления;

БФС – блок формирования слов;
В – выключатель;
ВАПС – высокоавтоматизированная подстанция;
ВАРЧ – вторичное автоматическое регулирование частоты;
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
ВН – высокое напряжение;
В/О ВР – включение/отключение вторичного регулирования;
ГА – генетический алгоритм;
Г, ГУ – генераторная установка;
Д – двигатель;
ДЗ – дифференциальная защита
ДЗЛ – дифференциальная защита линии;
ДМАУ – децентрализованное мультиагентное автоматическое управление;
ДО – дистанционный орган;
ДЦ – диспетчерский центр;
ЕЭС России – единая энергетическая система России;
ИКС – идентификатор класса состояния;
ИНС – искусственная нейронная сеть;
ИО – измерительный орган;
ИЭС – интегрированные энергетические системы;
ИЭУ – интеллектуальное электронное устройство;
КД – определение частоты способом квадратурной демодуляции;
КЗ – короткое замыкание;
ЛИЭС – локальная интеллектуальная энергосистема;
ЛК – локальный контроллер;
ЛЭП, Л – линия электропередачи;
МАРН – мультиагентное регулирование напряжения;
МАС – мультиагентная система;
МАСУ – мультиагентная система управления;

МГ – малая генерация;

МТЗ – максимальная токовая защита;

МТО – мгновенная токовая отсечка;

Н – нагрузка;

ОНМ – орган направления мощности;

ОС – определение частоты способом обратного счета (по переходам через ноль);

ПА – противоаварийная автоматика;

ПАУ – противоаварийное автоматическое управление;

ПАК РВ - программно-аппаратный комплекс моделирования энергосистем в режиме реального времени;

ПАК УИС – программно-аппаратный комплекс управляемого интеллектуального соединения;

ПИ-регулятор – пропорционально-интегральный регулятор;

ПИД-регулятор – пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор;

ПКП – определение частоты на основе преобразований Кларк и Парка;

ПО – пусковой орган;

ПТК – программно-технический комплекс;

ПХН – прямоугольная характеристика намагничивания;

РЗ – релейная защита;

РО – реагирующий орган;

РП – распределительный пункт;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СО – схема ограничения;

СТВ – синхронизатор тактов времени;

ТИЛИЭС – территориально интегрированная локальная интеллектуальная энергосистема;

ТН – измерительный трансформатор напряжения;

ТТ – измерительный трансформатор тока;

ТЭС – тепловая электростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты;

ОЭСММ – объединённая энергосистема малой мощности;

ФНЧ – фильтр низких частот;

ЦП – центр питания;

ЦУ Эст – центр управления электростанцией;

ЩУ ПС – щит управления подстанции;

ЭВМ – электронная вычислительная машина;

ЭДМ – электродинамическая модель;

ЭПУ – энергопринимающая установка (управляемый потребитель);

ЭС, ЭЭС – электроэнергетическая система;

ЭЦК – электрический центр качаний;

CNN – свёрточная нейронная сеть (convolutional neural network);

IEEE – институт инженеров электротехники и электроники (Institute of Electrical and Electronics Engineers);

GRU – нейронная сеть с управляемыми рекуррентными блоками (Gated Recurrent Units);

LSTM – нейронная сеть долгой краткосрочной памяти (long short-term memory);

SCADA – программно-аппаратный комплекс для диспетчерского управления и сбора данных (Supervisory Control and Data Acquisition);

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

Автоматическая настройка регуляторов частоты и обменной мощности – автоматический подбор коэффициентов пропорциональной и интегральной составляющих регуляторов путем минимизации целевой функции из взвешенных нормализованных значений перерегулирования и продолжительности регулирования выходного параметра для нескольких ординарных возмущений баланса мощности коммутационного характера.

Агент ДМАУ – это интеллектуальное устройство автоматики, осуществляющее определённую часть функционала ДМАУ и действующее в интересах какого-либо субъекта (потребителя, предприятия), но придерживающееся единых правил, принятых в активной распределительной электрической сети и необходимых для осуществления общего режима.

Активная распределительная электрическая сеть (АРЭС) – распределительная электрическая сеть с множеством источников и объектов с источниками электрической энергии малой мощности, включенных в разных узлах сети.

Активная часть электрической сети – фрагмент АРЭС или ТИЛИЭС, содержащий одну или несколько ЛИЭС и способный к длительному функционированию в таком состоянии.

Гармонизация частоты и напряжения – целенаправленное координированное воздействие на средства автоматического регулирования возбуждения и мощности генераторов станции, направленное на достижение равенства относительных значений напряжения и частоты.

Децентрализованное мультиагентное автоматическое управление – система управления, функционирующая путем совместного действия интеллектуальных устройств (агентов), функционирующих на основе локальной информации о состоянии объекта управления в условиях отсутствия информационных каналов связи между ними.

Искусственный интеллект (ИИ) – комплекс технологических решений, позволяющий имитировать когнитивные функции человека и получать при

выполнении конкретных задач результаты, сопоставимые с результатами интеллектуальной деятельности человека или превосходящие их.

Квант времени (для агентов СВ) – интервал времени внутри синхронизированного такта времени, в котором для исключения возможности несинхронного включения отдельных активных частей АРЭС может включаться только один выключатель при фиксации напряжения на нём только с одной из сторон.

Локальная интеллектуальная энергосистема (ЛИЭС), Минигрид – локальная система электроснабжения с источниками электрической энергии суммарной мощностью до 25 МВт, подключенная к внешней распределительной сети с напряжением до 110 кВ и работающая под управлением автоматики (не зависящей от внешней системы), как в островном режиме, так и параллельно с энергосистемой с устойчивыми безопасными переходами между этими режимами.

Малая генерация – источники электроэнергии мощностью до 20 МВт.

Микрогрид – локальная система электроснабжения с источниками электрической энергии суммарной мощностью до 1 МВт, подключенная к внешней распределительной сети с напряжением до 0,4 кВ.

Образ (для ДЗ генератора) – последовательность слов, отстоящих друг от друга на период дискретизации.

Опережающее сбалансированное отделение ЛИЭС – противоаварийное отделение ЛИЭС от внешней электрической сети выключателями заранее подготовленного сечения до срабатывания основных защит внешней сети и энергоблоков станции с автоматическим балансированием ЛИЭС путем отключения избыточной генерации (энергоблоков, работающих на выдачу мощности во внешнюю сеть).

Программно-технический комплекс ЛИЭС – комплекс, состоящий из взаимодействующих противоаварийной, режимной автоматик и автооператора, управляющего переходами из режима параллельной работы в

островной и обратно, а также выбором состава работающих ГУ станции и их мощностью, для осуществления надежного и экономичного режима ЛИЭС.

Прототип агента – упрощенная версия интеллектуального агента ДМАУ с реализацией основной функциональности.

Распределённая по сети малая генерация – множество объектов малой генерации, включенных в разных узлах электрической сети.

Роевой интеллект (РИ) – вид искусственного интеллекта самоорганизующихся систем, обеспечивающий организованное коллективное поведение при отсутствии централизованного управления.

Сканирование условий синхронизации – осуществление вторичного скоординированного регулирования гармонизированных частоты и напряжения путем их низкочастотного изменения в пределах допустимых диапазонов их изменения для создания условий успешной синхронизации частей сети на удаленных сетевых коммутационных аппаратах.

Словарь признаков (для ДЗ генератора) – совокупность признаков классов состояния защищаемого генератора.

Слово (для ДЗ генератора) – шестнадцатеричное число, образуемое по результату контроля аварийного режима органами ПО, БД, РО, БУ блока формирования слов алгоритма дифференциальной защиты генератора, с применением теории распознавания образов.

Такт времени (для агентов АРЧМ) – непрерывно повторяющийся синхронизированный временной интервал для всех контроллеров станций, участвующих в децентрализованном регулировании частоты (длительность такта в первом приближении принимается в 2 раза большей времени ввода резервов вторичного регулирования).

Такт времени (для агентов СВ) – непрерывно повторяющийся синхронизированный временной интервал для всех агентов СВ (длительность такта в первой итерации определения настроек равна сумме квантов всех выключателей, участвующих в восстановлении селективности РЗ).

Территориально интегрированная локальная интеллектуальная энергосистема (ТИЛИЭС) – совокупность нескольких ЛИЭС с общим электрическим режимом и децентрализованным управлением.

Тестовая (цифро-) физическая модель ЛИЭС, АРЭС, ТИЛИЭС – модель, созданная в программно-аппаратном или физическом комплексе моделирования энергосистем в объёме, необходимом для проверки технологии децентрализованного мультиагентного управления режимами ЛИЭС, АРЭС, ТИЛИЭС.

Удалённая синхронизация – обеспечение условий включения на параллельную работу активных частей электрической сети (равенство напряжений, частот и совпадение фаз) на выключателях и иных коммутационных аппаратах, находящихся, как правило, вне области управления станциями.

Экспертная система – система ИИ, которая накапливает, комбинирует и объединяет знания, предоставленные людьми, являющимися экспертами в предметной области, с целью логического вывода решений для поставленных задач.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Osintsev, A. Decentralized emergency control of AC power grid modes with distributed generation / A. Fishov, A. Osintsev, A. Ghulomzoda, A. Marchenko [et al.] // *Energies*. – 2023. – Vol. 16, iss. 15. – Art. 5607. – DOI: 10.3390/en16155607.
2. Системный оператор Единой энергетической системы. Отчёт о функционировании Единой энергетической системы России в 2021 году [Электронный ресурс] / ПАО «СО ЕЭС». — Москва, 2022. — URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ups_rep2021.pdf (дата обращения: 17.10.2025).
3. Атаев, З. А. Топологическое моделирование энергетического пространства Псковской области / З. А. Атаев // *Псковский регионологический журнал*. – 2015. – № 24. – С. 23-38.
4. Министерство энергетики Российской Федерации. Приказ от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы» [Электронный ресурс] // Сайт АО «СО ЕЭС». — URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/orders/sipr_ups/sipr_ups_22-28.pdf (дата обращения: 20.10.2025).
5. Алексеев, В. А. Особенности функционирования малой распределительной энергетики в России / В. А. Алексеев // *Вестник Алтайской академии экономики и права*. – 2020. – № 5-2. – С. 217-222. – DOI 10.17513/vaael.1131.
6. Илюшин, П. В. Подходы к созданию систем управления микроэнергосистем / П. В. Илюшин, С. Г. Музалев // *Релейная защита и автоматизация*. – 2016. – № 3(24). – С. 39-45.
7. Фишов А.Г. Технические и экономические аспекты создания минигридов и их интеграции с централизованным энергоснабжением//*Энергетик*. 2022. №4. С. 27-34.

8. Фишов, А. Г. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е. Н. Гежа, Е. С. Ивкин, О. В. Сердюков, А.Г. Фишов [и др.] // Релейщик. – 2018. – № 2(32). – С. 24-31.

9. Илюшин, П. В. Развитие распределенных энергетических ресурсов в перспективе до 2050 года в России: проблемные вопросы и пути их решения / П. В. Илюшин // 15 лет НТС ЕЭС. Перспективы развития энергетики России до 2050 года: проблемы и пути их решения. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2022. – С. 105-130.

10. Куликов, А. Л. Проблемы и особенности распределённой электроэнергетики / А. Л. Куликов, В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Вестник НГИЭИ. – 2018. – № 11(90). – С. 123-136.

11. Постановление Правительства Российской Федерации от 21 марта 2020 г. № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов» // Собрание законодательства Российской Федерации. — 2020. — № 13. — Ст. 1932.

12. Сизиков, С. В. Активные энергетические комплексы как новый формат отношений на розничных рынках / С. В. Сизиков // Главный энергетик. – 2022. – № 1. – С. 52-54.

13. Обзор трендов развития и опыта использования распределённых энергетических ресурсов по состоянию на 2024 г / В. В. Молодюк, П. В. Илюшин, Я. Ш. Исамухамедов [и др.] // Энергетик. – 2025. – № 6. – С. 59-62.

14. Суточное планирование режима работы источников электрической энергии в составе микро- и минигрид / А. В. Паздерин, В. О. Самойленко, Н. Д. Мухлынин, П. А. Крючков // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – Т. 13, № 4(52). – С. 64-75.

15. Ткаченко, В. А. Разработка метода определения структуры минисети с учетом оптимальных маршрутов линий электропередачи на территории с резко неоднородным ландшафтом / В. А. Ткаченко // Омский

научный вестник. – 2023. – № 4(188). – С. 109-116. – DOI 10.25206/1813-8225-2023-188-109-116.

16. Фишов А. Г., Ивкин Е. С., Гилев О. В., Какоша Ю. В. Режимы и автоматика Минигрид, работающих в составе распределительных электрических сетей ЕЭС // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 3. С. 22–37.

17. Молодюк, В. В. О разработке целевой модели (прототипа) Mini/Microgrid / В. В. Молодюк, Я. Ш. Исамухамедов, В. А. Баринов // Энергетик. – 2021. – № 9. – С. 48-53.

18. Атнишкин, А. Б. Архитектура ВАПС будущего / А. Б. Атнишкин // Релейщик. – 2025. – № 1(51). – С. 54-58.

19. Прокопьев, В. В. Проектирование ЦПС с применением технологий стандарта МЭК 61850 / В. В. Прокопьев, Д. А. Крылов // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 2(43). – С. 48-55.

20. Дроздова, Т. В. «Цифровая подстанция»: практический опыт. Первое в России внедрение технологии на действующем объекте генерации / Т. В. Дроздова, Н. Е. Елов, А. П. Морозов // Энергия единой сети. – 2016. – № 3(26). – С. 54-61.

21. Люлин, Н. С. Цифровая подстанция. Опытный полигон филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» / Н. С. Люлин // Бурение и нефть. – 2018. – № 10. – С. 18.

22. Прокопьев, В. В. Проектирование сети ЦПС на примере ПС 110 кВ «Медведевская» / В. В. Прокопьев, Р. И. Федоров // Релейная защита и автоматизация. – 2018. – № 2(31). – С. 50-53.

23. Молодых, А. В. Задачи автоматизированной системы управления распределительными электрическими сетями / А. В. Молодых, М. А. Цуканов // Электрика. – 2015. – № 11. – С. 15-21.

24. Дорофеев, В. Создание цифровой интеллектуальной электроэнергетической системы России – стратегическая цель развития

электроэнергетики / В. Дорофеев // Информационные ресурсы России. – 2023. – № 5(194). – С. 38-51. – DOI 10.52815/0204-3653_2023_5104_27.

25. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Н. И. Воропай, М. Негневицкий, Н. В. Томин [и др.] // Электричество. – 2014. – № 8. – С. 19-31.

26. Elgenedy M. A., Massoud A. M., Ahmed S. Smart Grid self-healing: functions, applications, and developments // 2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE). – Doha, Qatar, 2015. – P. 1-6. – DOI: 10.1109/SGRE.2015.7208737.

27. Refaat S. S., Mohamed A., Kakosimos P. Self-healing control strategy: challenges and opportunities for distribution systems in Smart Grid // 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018). – 2018. – P. 1-6. – DOI: 10.1109/CPE.2018.8372610 .

28. Yang Z. X., Han R. L., Wang Y. M., Gao Y. Self-healing control and auto-measurement technique for smart distribution grid // 2019 International Conference on IC Design and Technology (ICICDT). – Suzhou, China, 2019. – P. 1-5. – DOI: 10.1109/ICICDT.2019.8790904.

29. Wang C., Xu J., Wang K. SoC-based Digital Twin of Power System Simulation // 2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE). – Chengdu, China, 2020. – P. 1–7. – DOI: 10.1109/ACPEE48638.2020.9136196.

30. Li J., Yang Z., Pan J., Luo M., Lai Y., Guo Y. User Portrait Construction of Power Digital Twin Based on Power Data // 2024 International Conference on Artificial Intelligence and Power Systems (AIPS). – Chengdu, China, 2024. – DOI: 10.1109/AIPS64124.2024.00066.

31. Стенников, В. А. Технологические тренды в энергетике: вызовы и угрозы / В. А. Стенников // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы 95-го заседания Международного

научного семинара, пос. Хужир (оз. Байкал), 09–15 июля 2023 года / Выпуск 74. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2023. – С. 13-23.

32. Проблемы развития цифровой энергетики в России / Н. И. Воропай, М. В. Губко, С. П. Ковалев [и др.] // Проблемы управления. – 2019. – № 1. – С. 2-14. – DOI 10.25728/ru.2019.1.1.

33. Киберугрозы и кибербезопасность в электроэнергетических системах / Н. И. Воропай, И. Н. Колосок, Е. С. Коркина, А. Б. Осак // Электроэнергетика глазами молодежи-2019 : материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции, Иркутск, 16–20 сентября 2019 года. Том 1. С. 32-37.

34. Папков, Б. В. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике / Б. В. Папков, А. Л. Куликов, В. Л. Осокин. – Нижний Новгород, 2017. – 80 с. – ISBN 978-5-00036-167-2.

35. Кибербезопасность электросетевого комплекса. Интервью с заместителем Министра энергетики РФ Андреем Черезовым // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 6(57). – С. 6-8.

36. Кибербезопасность РЗА и систем управления современных объектов электроэнергетики // Вести в электроэнергетике. – 2021. – № 2(112). – С. 24-31.

37. Обзор деятельности ПРГ РНК СИГРЭ «Кибербезопасность РЗА и систем управления современных объектов электроэнергетики» / Е. Л. Генгринович, А. Ю. Гуревич, В. Г. Карантаев, М. В. Никандров // Релейщик. – 2019. – № 2(34). – С. 27-29.

38. Куликов, А. Л. Формирование новой технологической подсистемы, обеспечивающей кибербезопасность цифровых подстанций / А. Л. Куликов, В. М. Зинин, Т. Р. Шарафеев // Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития : Сборник статей круглого стола, Санкт-Петербург, 26 июня 2019 года / Под редакцией Н.Д. Рогалева. – С. 113-124.

39. Папков, Б. В. Кибербезопасность объектов распределительных электрических сетей / Б. В. Папков, В. Л. Осокин, Н. Н. Кучин // Сельский механизатор. 2024, № 5. – С. 3-7. – DOI 10.47336/0131-7393-2024-5-3-4-5-6-7.

40. Wang X., Sheng X., Qiu W., He W., Xu J., Xin Y. Fault reconfiguration strategies of active distribution network with uncertain factors for maximum supply capacity enhancement // IEEE Access. — 2021. — Vol. 10. — P. 72373–72380. — DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3051230.

41. Дорофеев, И. Н. Пилотный проект активно-адаптивной сети кластера «Эльгауголь» - задачи создания и основные технические решения / И. Н. Дорофеев, Д. Н. Летуновский, А. М. Маргулян // Релейная защита и автоматизация. – 2011. – № 3(4). – С. 70-77.

42. Mohd Azmi K. H., Mohamed Radzi N. A., Azhar N. A., Samidi F. S., Zulkifli I. T., Muhammad Zainal A. Active electric distribution network: applications, challenges, and opportunities // IEEE Access. – 2022. – Vol. 10. – P. 134655–134689. – DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3229328 .

43. Dutta R., Chakrabarti S., Sharma A. Topology Tracking for Active Distribution Networks // IEEE Transactions on Power Systems. — 2021. — Vol. 36, № 4. — P. 2855–2865. — DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3045855.

44. Распределённая энергетика в России: потенциал развития : аналитический доклад / Фонд «Сколково», Центр энергетических исследований (SEnC). – Москва, 2018. – 44 с. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEnC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf (дата обращения: 10.10.2025).

45. Распределённая энергетика. Что это такое? // Группа компаний «МКС» [сайт]. – URL: <https://mks-group.ru/a/raspredelennaya-energetika> (дата обращения: 17.10.2025).

46. 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.

47. Вольный, В. С. Обзор принципов построения и методов управления режимами микросетей переменного тока низкого напряжения / В. С. Вольный, П. В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2023. – № 2(51). – С. 28-41.

48. Домышев, А. В. Обзор современных подходов к построению систем мультиагентного управления микросетями / А. В. Домышев, Е. А. Барахтенко, П. В. Илюшин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 3(78). – С. 46-56.

49. Рыгалов, А. Ю. Специфика взаимодействия агентов при разработке архитектуры мультиагентных систем / А. Ю. Рыгалов, Ю. П. Кубарьков, Я. В. Макаров // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2014. – № 4(44). – С. 27-35.

50. McArthur S. D. J., Davidson E. M., Catterson V. M., Dimeas A. L., Hatziargyriou N. D., Ponci F., Funabashi T. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications–Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges // IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. – Vol. 22, № 4. – P. 1743-1752. – DOI: 10.1109/TPWRS.2007.908471.

51. McArthur S. D. J., Davidson E. M., Catterson V. M., Dimeas A. L., Hatziargyriou N. D., Ponci F., Funabashi T. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications–Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-Agent Systems // IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. – Vol. 22, № 4. – P. 1753-1759. – DOI: 10.1109/TPWRS.2007.908472.

52. Интеллектуальные мультиагентные системы в электроэнергетике / А. И. Хальясмаа, С. А. Ерошенко, И. Ф. Юманова [и др.]. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2023. – 222 с. – ISBN 978-5-7782-5083-3.

53. Марьясин, О. Ю. Моделирование мультиагентной системы управления режимами сети Smart Grid на базе обучения с подкреплением / О. Ю. Марьясин, А. И. Лукашов // Гибридные и синергетические интеллектуальные системы : Материалы VI Всероссийской Пospelовской конференции с международным участием, Калининград, 27 июня – 01 августа 2022 года. – БФУ им. И. Канта, 2022. – С. 293-300.

54. Интеллектуальный метод управления энергопотоками в гибридной энергосистеме / Т. Н. Май, В. А. Камаев, В. К. Тхай, М. В. Щербаков // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2014. – № 4(57). – С. 5-13.

55. Абд Эльрахим, А. К. Решение по мультиагентному представлению субъектов в задачах оптимального управления микроэнергосистемой / А. К. Абд Эльрахим, В. А. Шихин // Прикладная информатика. – 2018. – Т. 13, № 1(73). – С. 121-127.

56. Булатов, Ю. Н. Интеллектуальные системы управления установками распределенной генерации / Ю. Н. Булатов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2017. – Т. 21, № 10(129). – С. 78-94. – DOI 10.21285/1814-3520-2017-10-78-94.

57. Стенников, В. А. Применение мультиагентного подхода для моделирования интегрированных энергетических систем / В. А. Стенников, Е. А. Барахтенко, Г. С. Майоров // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2020. – Т. 22, № 6. – С. 29-42. – DOI 10.30724/1998-9903-2020-22-6-29-42.

58. Стенников, В. А. Управление распределением нагрузки между централизованной и распределенной генерацией в интегрированной энергетической системе с применением мультиагентных технологий / В. А. Стенников, Е. А. Барахтенко, Г. С. Майоров // Промышленная энергетика. – 2021. – № 10. – С. 2-8. – DOI 10.34831/EP.2021.77.12.001.

59. Кубарьков, Ю. П. Использование мультиагентов для управления активно-адаптивными электрическими сетями / Ю. П. Кубарьков, Я. В.

Макаров, И. Д. Кубарьков // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2014. – № 5. – С. 98-102.

60. Барахтенко, Е. А. Влияние распределенной генерации энергии на процесс энергоснабжения потребителей в интегрированной энергетической системе / Е. А. Барахтенко, Г. С. Майоров // iPolytech Journal. – 2022. – Т. 26, № 4. – С. 612-625. – DOI 10.21285/1814-3520-2022-4-612-625.

61. Булатов, Ю. Н. Мультиагентные технологии управления в системах электроснабжения с активными потребителями / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2016. – Т. 2. – С. 145-154.

62. Кузьмин, В. Р. Применение агентно-сервисного подхода при разработке интеллектуальных систем поддержки принятия решений в энергетике / В. Р. Кузьмин, Ю. А. Загоруйко // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Информационные технологии. – 2020. – Т. 18, № 3. – С. 5-18. – DOI 10.25205/1818-7900-2020-18-3-5-18.

63. Управление в реальном времени микроэнергосистемой с распределенной гибридной генерацией на основе мультиагентного подхода / З. И. Джамалова, А. Е. Отуншиева, Э. А. К. Э. А. Абд, В. А. Шихин // Вестник Казахской академии транспорта и коммуникаций им. М. Тынышпаева. – 2017. – № 2(101). – С. 179-186.

64. Абд, Э. А. К. Оценка показателей эффективности функционирования энергообъектов в мульти-агентной микроэнергосистеме / Э. А. К. Абд, В. А. Шихин // Автоматизация. Современные технологии. – 2019. – Т. 73, № 10. – С. 449-460.

65. Обзор методов моделирования и управления киберфизическими системами в мультиэнергетических микросетях / Н. В. Томин, А. В. Домышев, Е. А. Барахтенко [и др.] // iPolytech Journal. – 2023. – Т. 27, № 4. – С. 773-789. – DOI 10.21285/1814-3520-2023-4-773-789.

66. Шуманский, Э. К. Применение мультиагентных технологий для задач управления интеллектуальными электроэнергетическими системами /

Э. К. Шуманский // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2024. – Т. 1. – С. 78-84.

67. Домышев, А. В. Теоретические вопросы построения систем мультиагентного управления энергосистемой с источниками распределенной генерации / А. В. Домышев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы 96-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко, Архангельск, 15–19 июля 2024 года. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2024. – С. 646-654.

68. Павлов, Н. В. Разработка мультиагентной системы управления электрическими режимами электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия с распределенной генерацией / Н. В. Павлов, А. Б. Петроченков // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2022. – № 42. – С. 151-177. – DOI 10.15593/2224-9397/2022.2.08.

69. Abdulmohsen A. M., El-Sharkawy M. A., Omran W. A. Power management in islanded microgrids using multi-agent systems // 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). – Ljubljana, Slovenia, 9–12 October 2016. – P. 1–6. – DOI: 10.1109/ISGTEurope.2016.7856229.

70. Logenthiran T., Srinivasan D., Khambadkone A. M., Aung H. N. Multiagent System for Real-Time Operation of a Microgrid in Real-Time Digital Simulator // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2012. – Vol. 3, no. 2. – P. 925–933. – DOI: 10.1109/TSG.2012.2189028.

71. He S., Zong X. Multiagent-based Sampled-data Frequency Control of Microgrid with Additive Noise // 39th Chinese Control Conference. – Shenyang, China, 27–29 July 2020. – P. 1–6. – DOI: 10.23919/CCC50068.2020.9189486.

72. Dou C.-X., Liu B. Multi-Agent Based Hierarchical Hybrid Control for Smart Microgrid // IEEE Transactions on Smart Grid. 2013. Vol. 4, no. 2. P. 771–778. DOI: 10.1109/TSG.2012.2230197.

73. Dou C., Yue D., Li X., Xue Y. MAS-Based Management and Control Strategies for Integrated Hybrid Energy System // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2016. Vol. 12, no. 4. P. 1332–1349. DOI: 10.1109/TII.2016.2569506.

74. Булатов, Ю. Н. Мультиагентная система регулирования напряжения в электрических сетях с установками малой распределённой генерации / Ю. Н. Булатов, Э. К. Шуманский // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2021. – Т. 1. – С. 141-145.

75. Булатов, Ю. Н. Моделирование мультиагентной системы управления напряжением в сети с установками распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, Э. К. Шуманский // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2019. – Т. 2. – С. 92-95.

76. Кубарьков, Ю. П. Оптимизация уровней напряжения в активно-адаптивных сетях с распределенной генерацией / Ю. П. Кубарьков, И. С. Кулаев, Р. А. Алехин // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2018. – № 3(59). – С. 154-164.

77. Гольдштейн, В. Г. Сохранение стабильного уровня напряжения в сетях с помощью мультиагентных систем / В. Г. Гольдштейн, Ю. П. Кубарьков, Я. В. Макаров // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2015. – № 8. – С. 42-49.

78. Nguyen T.-L., Wang Y., Tran Q.-T., Caire R., Xu Y., Besanger Y. Agent-based Distributed Event-Triggered Secondary Control for Energy Storage System in Islanded Microgrids – Cyber-Physical Validation // 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering. Genova, Italy, 2019. DOI: 10.1109/EEEIC.2019.8783208.

79. Cintuglu M. H., Mohammed O. A. Multiagent-based decentralized operation of microgrids considering data interoperability // 2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm).

Miami, FL, USA, 2015. P. 404–409. DOI: 10.1109/SmartGridComm.2015.7436334.

80. Мультиагентная система управления устойчивостью больших электроэнергетических систем: концептуальный подход / Ю. И. Моржин, М. А. Рабинович, И. Б. Ядыкин, Н. Н. Бахтадзе // Автоматизация в промышленности. – 2012. – № 4. – С. 57-60.

81. Курбацкий, В. Г. Предотвращение неустойчивости по напряжению с использованием моделей искусственного интеллекта / В. Г. Курбацкий, Н. В. Томин, И. С. Реуцкий // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы 90-е заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко / Ответственный редактор Н.И. Воропай. Выпуск 69. Книга 1. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 364-373.

82. Реуцкий, И. С. Повышение устойчивости по напряжению сложных энергосистем с использованием моделей адаптивной интеллектуальной автоматики на примере северной части энергосистемы Иркутской области / И. С. Реуцкий, Н. В. Томин, В. Г. Курбацкий // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 2(77). – С. 46-57.

83. Ren F., Zhang M., Soetanto D., Su X. Conceptual Design of a Multi-Agent System for Interconnected Power Systems Restoration // IEEE Transactions on Power Systems. 2012. Vol. 27, no. 2. P. 732–740. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2177866.

84. Islam S. R., Sutanto D., Muttaqi K. M. A decentralized multi-agent based voltage control for catastrophic disturbances in a power system // 2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. Lake Buena Vista, FL, USA, 2013. P. 1–8. DOI: 10.1109/IAS.2013.6682517.

85. Sheng G., Zhang X., Liu Y., Wang L. Framework and implementation of secondary voltage regulation strategy based on multi-agent technology // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2009. Vol. 31, no. 1. P. 67–77.

86. Panasetsky, D. A. A multi-agent approach to coordination of different emergency control devices against voltage collapse / D. A. Panasetsky, N. I. Voropai // 2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future, Bucharest, 2009. – P. 5281995.

87. Интеллектуальное противоаварийное управление режимами энергосистем / Д. А. Панасецкий, Н. В. Томин, В. Г. Курбацкий [и др.] // XII всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014, Москва, 16–19 июля 2014 года / Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН. – С. 4770-4782.

88. Кузин, А. Ю. Мультиагентная система управления распределенной энергосистемой / А. Ю. Кузин, Д. В. Лукичев, Г. Л. Демидова // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. – 2020. – Т. 12, № 5. – С. 945-954. – DOI 10.21821/2309-5180-2020-12-5-945-954.

89. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев. -М., 2008. - 639 с.

90. Bakkar M., Bogarra S., Córcoles F., Iglesias J., Al Hanaineh W. Multi-Layer Smart Fault Protection for Secure Smart Grids // IEEE Transactions on Smart Grid. 2023. Vol. 14, Issue 4. P. 3125–3135. DOI: 10.1109/TSG.2022.3229848.

91. Eissa M. M. Protection Technique for Complex Distribution Smart Grid Using Wireless Token Ring Protocol // IEEE Transactions on Smart Grid. 2012. Vol. 3, Issue 3. P. 1106–1118. DOI: 10.1109/TSG.2012.2203833.

92. Адаптивная дистанционная защита линии электропередачи / В. А. Ефремов, М. В. Мартынов, А. А. Гайдаш, А. В. Буров // Энергия единой сети. – 2016. – № 4(27). – С. 82-88.

93. Принципы построения интеллектуальной релейной защиты электрических сетей / В. Ф. Лачугин, Д. И. Панфилов, А. Л. Куликов [и др.] // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2015. – № 4. – С. 28-37.

94. Куликов, А. Л. Формирование обобщенных информационных признаков для повышения распознаваемости аварийных режимов релейной защиты и автоматикой / А. Л. Куликов, А. А. Лоскутов, П. В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2023. – № 1(50). – С. 18-28.

95. Ефремов, В. А. Адаптивные уставки для реле тока и напряжения / В. А. Ефремов, А. В. Ефремов, С. А. Таныгин // Релейная защита и автоматизация. – 2023. – № 1(50). – С. 40-44.

96. Система автоматизированного расчёта параметров срабатывания релейной защиты распределительной сети 6 - 35 кВ / В. Ф. Лачугин, А. А. Волошин, А. И. Коваленко [и др.] // Электрические станции. – 2023. – № 9(1106). – С. 18-25. – DOI 10.34831/EP.2023.1106.9.003.

97. Нагай, И. В. Оценка влияния нагрузки на чувствительность токовых резервных защит / И. В. Нагай // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 108-110.

98. Разработка решений для автоматического расчёта токовых защит от коротких замыканий в высокоавтоматизированных районах электрических сетей 6 - 35 кВ / В. Ф. Лачугин, А. А. Волошин, А. И. Коваленко [и др.] // Электрические станции. – 2024. – № 6(1115). – С. 38-43.

99. Aghaei-Fatideh M., Hashemi-Dezaki H., Halvaei Niasar A. Optimal Protection of Smart Grids Using Communication-based Dual-setting Directional Overcurrent Relays Considering Different Grid Configurations // 2022 International Conference on Protection and Automation of Power Systems (IPAPS). 2022. P. 1-6. DOI: 10.1109/IPAPS55380.2022.9763293.

100. Лоскутов, А. Б. Возможные подходы к организации защиты от повреждений в активноадаптивной городской распределительной сети гексагонального типа / А. Б. Лоскутов, Д. В. Зырин, А. И. Акимова // Главный энергетик. – 2016. – № 10. – С. 46-51.

101. Адаптивная релейная защита электрических сетей с источниками распределенной генерации / М. В. Шарыгин, А. Л. Куликов, В. Ю. Вуколов,

А. А. Петров // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2020. – № 3. – С. 60-68. – DOI 10.31857/S000233102003005X.

102. Опытнo-промышленная эксплуатация дифференциальной защиты линии с организацией информационного обмена по протоколу SV (МЭК-61850-9-2) / А. Л. Куликов, А. А. Лоскутов, В. М. Зинин, А. А. Петров // Релейщик. – 2024. – № 3(50). – С. 12-17.

103. Колесников, А. А. Исследование возможности применения направленной логической защиты шин 6-10 кВ на подстанциях с распределенными источниками энергии / А. А. Колесников, А. Л. Куликов, И. С. Старшов // Релейная защита и автоматизация. – 2025. – № 2. – С. 10-17.

104. Li W., Qi Y., Qi H. Research on design and implementation of relay protection in smart grid // 2018 Chinese Control And Decision Conference (CCDC). 2018. P. 1439-1443. DOI: 10.1109/CCDC.2018.8407353.

105. Шарыгин, М. В. Синтез универсального многомерного измерительно-пускового органа релейной защиты / М. В. Шарыгин, А. Л. Куликов, А. А. Петров // Электричество. – 2020. – № 1. – С. 4-11. – DOI 10.24160/0013-5380-2020-1-4-11.

106. Ustun T. S., Khan R. H. Multiterminal Hybrid Protection of Microgrids Over Wireless Communications Network // IEEE Transactions on Smart Grid. 2015. Vol. 6, Issue 5. P. 2493–2500. DOI: 10.1109/TSG.2015.2406886.

107. ГОСТ Р 55890-2013 Национальный стандарт российской федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности. Нормы и требования. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 23 с.

108. Operation hand book UCTE/ UCTE OH – Policy 1: Load – Frequency Control – Final version (approved by SC jn 19 March 2009) B. Secondary Control.

109. Патент № 2790322 С1 РФ, МПК H02P 9/44, H02J 3/06, H02P 9/04. Способ регулирования частоты в электроэнергетических системах: заявл. 06.05.2022: опубл. 16.02.2023 / А. Г. Фишов, В. А. Фишов; заявитель

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

110. 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. – DOI: 10.24160/0013-5380-2022-10-14-24.

111. Долгов, А. П. Переходные режимы и устойчивость электроэнергетических систем : учебник / А. П. Долгов. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2022. – 258 с.

112. Коломыцев В. Г., Рустамханова Г. И. Модификация временного метода Зиглера–Никольса и оптимизация параметров ПИД-регуляторов средствами Matlab // Фундаментальные исследования. 2016. № 11-3. С. 526–531.

113. Патент № 2065067, РФ, F02D 31/00. Устройство для настройки регулятора частоты вращения дизель генератора / Б. А. Усик, В. Ф. Терехов; заявитель и патентообладатель Серпуховское высшее военное командно-инженерное училище ракетных войск. Заявл. 30.07.1991; опубл. 10.08.1996.

114. Патент № 2714567, РФ, G05B 13/00. Способ автоматической настройки регулятора / С. В. Тарарыкин, А. А. Анисимов, А. И. Терехов, К. Е. Соколов; заявитель и патентообладатель Ивановский государственный энергетический университет им. В. И Ленина. Заявл. 06.05.2019; опубл. 18.02.2020.

115. Datta A., Konar S., Singa L. J., Singh K. M., Lalfakzuala A. A study on load frequency control for a hybrid power plant // Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies. 2017. <https://doi.org/10.1109/ICECCT.2017.8117975>.

116. Shaker H. K., Zoghby H. E., Bahgat M. E., Abdel-Ghany A. M. Advanced control techniques for an interconnected multi area power system for load frequency control // 21st International Middle East Power Systems

Conference (Cairo, 17–19 December 2019). Cairo: IEEE, 2019. P. 710–715. <https://doi.org/10.1109/MEPCON47431.2019.9008158>.

117. Karimi H., Beheshti M. T. H., Ramezani A. Decentral-ized voltage and frequency control in an autonomous ac microgrid using gain scheduling tuning approach // 24th Iranian Conference on Electrical Engineering (Shiraz, 10–12 May 2016). Shiraz: IEEE, 2016. P. 1597–1602. <https://doi.org/10.1109/IranianCEE.2016.7585776>.

118. Satapathy P., Debnath M. K., Singh M. B., Mohanty P. K. Design of FPI controller for load frequency control of a nonlinear power system // Technologies for Smart-City Energy Security and Power. 2018. <https://doi.org/10.1109/ICSESP.2018.8376681>.

119. Abubakr H., Mohamed T. H., Hussein M. M., Shabib G. ESO-based selftuning frequency control design for isolated microgrid system // 21st International Middle East Power Systems Conference (Cairo, 17–19 December 2019). Cairo: IEEE, 2019. P. 589–593. <https://doi.org/10.1109/MEPCON47431.2019.9008042>.

120. Tripathy S., Debnath M. K., Kar S. K. Jaya algorithm tuned FO-PID controller with first order filter for optimum frequency control // 1st Odisha International Conference on Electrical Power Engineering, Communication and Computing Technology. 2021. <https://doi.org/10.1109/ODICON50556.2021.9428959>.

121. Patel N. C., Debnath M. K., Bagarty D. P., Das P. Load frequency control of a non-linear power system with optimal PID controller with derivative filter // IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (Chennai, 21–22 September 2017). Chennai: IEEE, 2017. P. 1515–1520. <https://doi.org/10.1109/ICPCSI.2017.8391964>.

122. Mishra S., Nayak P. C., Prusty U. C., Prusty R. C. Model predictive controller based load frequency control of isolated microgrid system integrated to plugged-in electric vehicle // 1st Odisha International Conference on Electrical

Power Engineering, Communication and Computing Technology. 2021. <https://doi.org/10.1109/ODICON50556.2021.9428956>.

123. Zaidi A., Cheng Qi. Online and offline load frequency controller design // IEEE Texas Power and Energy Conference. 2017. <https://doi.org/10.1109/TPEC.2017.7868283>.

124. Mohamed T. H., Hussein M. M. Online gain tuning of conventional load frequency controller for Microgrid power system // Twentieth International Middle East Power Systems Conference (Cairo, 18–20 December 2018). Cairo: IEEE, 2018. P. 424–428. <https://doi.org/10.1109/MEPCON.2018.8635107>.

125. Ali M., Djalal M. R., Fakhrurozi M., Kadaryono, Budi-man. Optimal design capacitive energy storage (CES) for load frequency control in micro hydro power plant using flower pollination algorithm // Electrical Power, Electronics, Communications, Controls and Informatics Seminar (Batu, 9–11 October 2018). Batu: IEEE, 2018. P. 21–26. <https://doi.org/10.1109/EECCIS.2018.8692997>.

126. Седойкин Д. Н., Юрганов А. А. Адаптивный автоматический регулятор возбуждения на основе нечеткого аппроксиматора в режиме недовозбуждения синхронной машины // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского политехнического университета. Серия: Естественные и инженерные науки. 2018. Т. 24. № 2. С. 22–29. <https://doi.org/10.18721/JEST.240202>.

127. Булатов Ю. Н., Игнатьев И. В., Попик В. А. Методика выбора оптимальных настроек систем АРЧВ генераторов электростанций // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2011. № 1. С. 192–198.

128. Булатов Ю. Н., Крюков А. В., Чан Зюй Хынг. Интеллектуальные регуляторы для установок распределенной генерации // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2015. № 2. С. 83–95.

129. Осинцев, А.А. Автоматическая настройка регуляторов частоты и обменной мощности в энергосистемах малой мощности / А. Г. Фишов, А. А.

Осинцев, М. Ю. Фролов [и др.] // *iPolytech Journal*. – 2022. – Т. 26. – № 1. – С. 102-116. – DOI: 10.21285/1814-3520-2022-1-102-116.

130. Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB. SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. – Саратов : Профобразование, 2017. – 288 с.

131. Лиференко, В. Быстрый старт с пакетом ISaGRAF / В. Лиференко // *Компоненты и технологии*. – 2006. – № 9(62). – С. 142-145.

132. Золотарев, С. В. ISaGRAF 6 и поддержка работы ПЛК в режиме реального времени: некоторые конкретные примеры / С. В. Золотарев // *Автоматизация и IT в энергетике*. – 2016. – № 12(89). – С. 18-24.

133. RTDS // *IEEE Power and Energy Magazine*. – 2022. – Vol. 20, No. 5. – P. 9. – DOI 10.1109/mpe.2022.3194385.

134. Yadav, G. Hardware-in-the-Loop Testing for Protective Relays Using Real Time Digital Simulator (RTDS) / G. Yadav, Yu. Liao, A. D. Burfield // *Energies*. – 2023. – Vol. 16, No. 3. – P. 1039. – DOI 10.3390/en16031039.

135. Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения: оценка качества переходного процесса / Я. Л. Арцишевский, Т. Г. Климова, А. В. Жуков [и др.] // *Энергетик*. – 2013. – № 10. – С. 014-016.

136. 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.

137. Активные энергетические комплексы – первый шаг к промышленным микрогридам в России // *Экспертно-аналитический доклад – Инфраструктурный центр EnergyNet*. Под ред. Дмитрия Хохлина. – Москва, 2020 – 58 с.

138. Sarwar A., Bhatti A.I., Mustafa M.W., Sultana U. MILP based load shedding strategy for islanded distribution systems // *Sustainability*. 2020. Vol. 12, No. 15. P. 6234. DOI: 10.3390/su12156234.

139. Wu, C. Simulation and optimization of load shedding scheme for islanded power system [Text] / C. Wu, L. Gao, Y. Dai // 2010 International Conference on Power System Technology. – 2010. -- Access num.: 11700461.

140. Xing, S. Microgrid emergency control based on the stratified controllable load shedding optimization / S. Xing. // International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012). – 2012. -- Access num.: 13245179.

141. Zhang, Y. Hierarchical generation rescheduling and robust load shedding scheme considering the uncertainty of distributed generators / Y. Zhang, W. Wu, T. Xu, L. Wang // 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia). – 2018. -- Access num.: 18113584.

142. Hu, X. Physics-guided deep neural networks for power flow analysis / X. Hu, H. Hu, S. Verma, Z.-L. Zhang // IEEE Transactions on Power Systems. – 2021. – Vol. 36, Is. 3. – P. 2082 – 2092.

143. Wang, Y. A Fast Load-shedding Algorithm for Power System based on Artificial Neural Network / Y. Wang, Y. Wang, Y. Ding, Y. Zhou, Z. Zhang // 2019 International Conference on IC Design and Technology (ICICDT). – 2019. – Access num.: 18888963.

144. Короткевич, М. А. Прогнозирование электрической нагрузки энергосистемы на следующие сутки с использованием метода искусственных нейронных сетей / М. А. Короткевич, В. В. Курачинский // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2010. – № 2. – С. 5-11.

145. Панченко, Т.В. Генетические алгоритмы: учебно-методическое пособие / под ред. Ю. Ю. Тарасевича. – Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2007. – 87 с.

146. K. Uma Rao. A novel grading scheme for loads to optimize load shedding using genetic algorithm in a Smart Grid environment / K. Uma Rao, Satyaram Harihara Bhat, G G Ganeshprasad, G Jayaprakash, Selvamani N Pillappa

// 2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia). – 2013. Access num.: 14023750.

147. Lopes, J.A.P. Genetic algorithms in the definition of optimal load shedding strategies / J.A.P. Lopes, Wong Chan Wa, L.M. Proenca // PowerTech Budapest 99. Abstract Records. – 1999. Access num.: 6504097.

148. Yang Fan. Research on optimal load shedding for active distribution network based on genetic algorithm / Yang Fan, Xin Zi, Liu Jun, Lu Bingbing // 2017 2nd International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). – 2017. Access num.: 17874381.

149. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021665978 РФ. Программа выбора минимально необходимого объёма отключения управляемой нагрузки в локальной системе электроснабжения с малой генерацией: заявл. 06.10.2021 : опубл. 06.10.2021 / А.А. Осинцев, А.И. Марченко; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

150. Regulation of Voltage and Reactive Power in AC Microgrid / A. G. Fishov, Y. V. Kakosha, I. L. Klavsuts, D. A. Klavsuts // Proceedings of 2021 9th International Conference on Modern Power Systems, MPS 2021 : 9, Cluj-Napoca, 16–17 июня 2021 года. – Cluj-Napoca, 2021. – P. 9492706. – DOI 10.1109/MPS52805.2021.9492706.

151. Decentralized Smart Multi-Agent Voltage Regulation in Electric Grids. Ideology and Modeling / A. G. Fishov, N. A. Karjaubayev, I. L. Klavsuts, D. A. Klavsuts // Proceedings - 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018 : 53, Cowcaddens Road, Glasgow, 04–07 сентября 2018 года. – Cowcaddens Road, Glasgow, 2018. – P. 8542109. – DOI 10.1109/UPEC.2018.8542109.

152. Фишов, А. Г. Децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях / А. Г. Фишов, Н. А. Карджаубаев //

Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22, № 6(137). – С. 183-195. – DOI 10.21285/1814-3520-2018-6-183-195.

153. Патент № 2561915 С1 РФ, МПК H02J 3/12. Способ регулирования напряжения узла электрической сети и узлов, примыкающих к нему: № 2014118182/07: заявл. 05.05.2014 : опубл. 10.09.2015 / А. Г. Фишов, С. Т. Исмоилов; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Новосибирский государственный технический университет».

154. Патент № 2662728 С2 РФ, МПК H02J 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях: № 2016147843: заявл. 06.12.2016: опубл. 30.07.2018 / А. Г. Фишов, Б. Б. Мукатов, А. И. Марченко; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

155. ВВ/TEL. Техническая информация: решения для производителей КРУ, КСО с применением коммутационных модулей LD_8, Shell_2, ShellFT2, HD1, HDFT1, HD1S. Версия 5.11 [Электронный ресурс] / ООО «ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК». – Электрон. дан. и граф. – М., 2025. – URL: https://tavrida.ru/upload/iblock/80e/46rgpu16rf64kbhth0mn13q0sy2u23ih/TER_CVdoc_PG_5.pdf. Дата обращения: 17.10.2025.

156. Вакуумный выключатель внутренней установки ВВ-СВЭЛ-10 [Электронный ресурс] / Группа компаний «СВЭЛ». – Режим доступа: <https://svel.ru/catalog/vakuumnye-vyklyuchateli/vakuumnyy-vyklyuchatel-vnutrenney-ustanovki-vv-svel-10/> , свободный. – Дата обращения: 17.10.2025.

157. Патент № 2752693 С1 РФ, МПК H02J 3/42. Способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами : № 2020131758: заявл. 28.09.2020: опубл. 30.07.2021 / А. Г. Фишов, А. Х. Гуломзода ; Федеральное государственное

бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет.

158. Фишов, А. Г. Синхронизация MicroGrid с внешней электрической сетью и между собой в нормальных и послеаварийных режимах при разных схемах объединения / А. Г. Фишов, А. Х. Гуломзода, Е. С. Ивкин, Р. Ю. Семендяев // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 2(43). – С. 32-42.

159. Bellini A., Bifaretti S., Giannini F. A Robust Synchronization Method for Centralized Microgrids // IEEE Trans. Ind. Appl. 2015. Vol. 51, № 2. P. 1602–1609.

160. Laaksonen H., Kauhaniemi K. Synchronized re-connection of island operated LV microgrid back to utility grid // 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). IEEE, 2010. P. 1–8.

161. Choi K.-Y. et al. Selective frequency synchronization technique for fast grid connection of islanded microgrid using prediction method // Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2019. Vol. 111. P. 114–124.

162. Shah S. et al. VSC-Based Active Synchronizer for Generators // IEEE Trans. Energy Convers. 2018. Vol. 33, № 1. P. 116–125.

163. Cho C. et al. Active Synchronizing Control of a Microgrid // IEEE Trans. Power Electron. 2011. Vol. 26, № 12. P. 3707–3719.

164. Chen Z. et al. A synchronization control method for micro-grid with droop control // 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). IEEE, 2015. P. 519–524.

165. Balaguer I.J. et al. Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation // IEEE Trans. Ind. Electron. 2011. Vol. 58, № 1. P. 147–157.

166. Litwin M., Zielinski D., Gopakumar K. Remote Micro-Grid Synchronization Without Measurements at the Point of Common Coupling // IEEE Access. 2020. Vol. 8. P. 212753–212764.

167. Азорин, А. Ю. Автоматическая синхронизация «Островов» при восстановлении систем электроснабжения с распределенной генерацией / А.

Ю. Азорин // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22, № 8(139). – С. 83-94. – DOI 10.21285/1814-3520-2018-8-83-94.

168. Патент № 2359384 С1 РФ, МПК H02J 3/40, H02J 3/42. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью: № 2008106520/09: заявл. 19.02.2008: опубл. 20.06.2009 / Р. Б. Абеуов, Д. В. Джумик; заявитель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Томский политехнический университет».

169. Патент № 2381607 С1 РФ, МПК H02J 3/42. Способ синхронизации и подключения в режим параллельной работы регулируемого статического источника переменного напряжения и источника переменного напряжения: № 2008123448/09: заявл. 09.06.2008: опубл. 10.02.2010 / Н. И. Бородин, С. А. Харитонов, Д. В. Коробков, Е. Б. Преображенский; заявитель Государственное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

170. Патент № 2457597 С1 РФ, МПК H02J 3/42. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью: № 2011120883/07: заявл. 24.05.2011: опубл. 27.07.2012 / Н. А. Беляев, Ю. В. Хрущев; заявитель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет».

171. Патент № 2494513 С1 РФ, МПК H02J 3/40. Способ синхронизации возбужденного синхронного генератора с сетью: № 2012115516/07: заявл. 19.04.2012: опубл. 27.09.2013 / Н. Ф. Котеленец, А. В. Богачев; заявитель Закрытое акционерное общество «ОПТИМА».

172. Патент № 2566667 С1 РФ, МПК H02J 3/38. Способ синхронизации двух трехфазных электроэнергетических систем: № 2014142842/07: заявл. 23.10.2014: опубл. 27.10.2015 / Р. Г. Мустафин; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего

профессионального образования «Казанский государственный энергетический университет».

173. Патент № 2686079 С1 РФ, МПК H02J 3/08. Способ синхронизации частей электрической сети: № 2017141897: заявл. 30.11.2017: опубл. 24.04.2019 / А. Г. Фишов, Д. В. Армеев, О. В. Сердюков; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет», Общество с ограниченной ответственностью «Торнадо Модульные Системы».

174. Ghulomzoda, A. A novel approach of synchronization of microgrid with a power system of limited capacity / A. Ghulomzoda, M. Safaraliev, P. Gubin [et al.] // Sustainability. – 2021. – Vol. 13, No. 24. – DOI 10.3390/su132413975.

175. Гуломзода, А. Х. Модифицированный способ синхронизации microgrid с внешней изолированной энергосистемой / А. Х. Гуломзода, М. Х. Сафаралиев, Е. А. Люханов // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 3(52). – С. 72-80. – DOI 10.18503/2311-8318-2022-3(56)-72-80.

176. 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(1096). – С. 21-29.

177. 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. – DOI: 10.24160/0013-5380-2022-11-29-45.

178. Левашов, И. В. Особенности реализации метода измерения частоты, основанного на переходах сигнала через нуль / И. В. Левашов, А. Н. Серов, А. А. Костина // Автоматизация и измерения в машино-приборостроении. – 2019. – № 2(6). – С. 88-96.

179. Milenio B. Duric. Combined Fourier and Zero Crossing Technique for Frequency Measurement in Power Networks in the Presence of Harmonics /

Milenio B. Duric, Zeljko Djurisc // The Renewable Energy & Power Quality Journal. - 2005. - Т. 1. - № 3. - С. 463-469. – DOI 10.24084/repqj03.330.

180. Иваненко, К. А. Применение метода по переходам сигнала через нуль для измерения частоты сигналов реальных электрических сетей / К. А. Иваненко, А. Н. Серов // Южно-Сибирский научный вестник. – 2021. – № 2(36). – С. 3-11. – DOI 10.25699/SSSB.2021.36.2.022.

181. Оценка частоты сети в цифровых системах РЗА по переходу через нуль: характеристики точности / Н. Г. Иванов, А. В. Солдатов, В. А. Наумов, В. И. Антонов // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 4(13). – С. 22-25.

182. Куликов, А. Л. Упрощенные цифровые измерительные органы дистанционной защиты / А. Л. Куликов, П. А. Колобанов, В. А. Фальшина // Промышленная энергетика. – 2013. – № 12. – С. 30-35.

183. Лямец, Ю. Я. Распознающая способность адаптивной дистанционной защиты линии электропередачи / Ю. Я. Лямец, П. И. Воронов, М. В. Мартынов // Электричество. – 2015. – № 10. – С. 13-19.

184. Патент № 2316872 С1 РФ, МПК H02H 3/40. Способ релейной защиты энергообъекта: № 2006130612/09: заявл. 24.08.2006: опубл. 10.02.2008 / Ю. Я. Лямец, С. В. Иванов, А. Н. Подшивалин; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Исследовательский центр "Бреслер»».

185. Патент № 2529773 С1 РФ, МПК G01R 31/02. Быстродействующая дистанционная защита для сетей энергоснабжения: № 2013105485/28: заявл. 09.07.2010: опубл. 27.09.2014 / Й. Блумшайн, Ц. Дзенис, М. Керайт.

186. Шнеерсон, Э. М. Быстродействующая комбинированная дифференциальная и дистанционная защита протяженных ВЛ / Э. М. Шнеерсон // Электрические станции. – 2006. – № 11. – С. 60-65.

187. Глазырин, В. Е. Критерий распознаваемости внутренних и внешних асинхронных ходов / В. Е. Глазырин, А. К. Ландман, О. В. Танфильев // Управление, информация и оптимизация в

электроэнергетических системах: тезисы докладов СЮ: Международной молодежной научно-технической конференции (в рамках "Университета Шанхайской организации сотрудничества" (УШОС) и Международного молодежного инновационного форума «ИНТЕРРА»), Новосибирск, 21–24 сентября 2011 года. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2011. – С. 22.

188. Глазырин, В. Е. Опыт эксплуатации устройств АЛАР на линиях, отходящих от Усть-Хантайской ГЭС / В. Е. Глазырин, А. А. Осинцев, Ф. В. Поддубняк // Новое в российской электроэнергетике. – 2018. – № 9. – С. 47-53.

189. Реализация автоматики ликвидации асинхронного режима в шкафах серии ШЭ2607 / А. П. Малый, А. А. Шурупов, С. А. Иванов [и др.] // Релейная защита и автоматизация. – 2010. – № 1(1). – С. 39-52.

190. Танфильев, О. В. Совершенствование алгоритмов автоматики ликвидации асинхронного хода для работы в условиях неполнофазных режимов: специальность 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Танфильев Олег Вадимович. – Новосибирск, 2010. – 20 с.

191. РЕТОМ-61. Комплекс программно-технический измерительный. Руководство пользователя. БРГА.61000-02 90. НПП «Динамика» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://dynamics.com.ru/userfiles/file/support/retom-61rp.pdf>. Дата обращения: 09.10.2025.

192. Способ получения годографа асинхронного режима с заданными характеристиками для проверки работы дистанционного органа / В. Е. Глазырин, И. И. Литвинов, А. А. Осинцев, Е. И. Фролова // Электрические станции. – 2018. – № 6(1043). – С. 36-41.

193. Способ проверки правильности функционирования дистанционного органа в асинхронном режиме / А. А. Осинцев, Е. И.

Фролова, И. И. Литвинов, Ф. В. Поддубняк // Новое в российской электроэнергетике. – 2018. – № 12. – С. 56-61.

194. Осинцев, А.А. Способ получения годографа синхронных качаний с заданными характеристиками на комплексной плоскости / А.А. Осинцев, И.И. Литвинов, Е.И. Фролова, А.А. Марченко // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2020. – Т. 12. – № 1(45). – С. 93-100.

195. 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. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.08.47.

196. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 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: № 2020617129: заявл. 13.07.2020: опубл. 20.07.2020 / И. И. Литвинов, А. А. Марченко, А. А. Осинцев, Е. И. Фролова; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

197. 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 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

198. Осинцев, А. А. Релейная защита и управление режимами активных электрических сетей с распределённой малой генерацией / А. А. Осинцев //

Энергетика будущего : Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 80-летию профессора Ф.Р. Исмагилова, Уфа, 30 октября – 01 ноября 2024 года. – Уфа: Уфимский университет науки и технологий, 2024. – С. 82-87.

199. 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 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

200. Engelbrecht, A.P. Fundamentals of Computational Swarm Intelligence / John Wiley & Sons, 2005. – 640 p.

201. Платформа RAPTOR: техническое описание / АО «ИАЭС». – Новосибирск, 2019. – (ОКП 34 3500).

202. Нейтрино: POSIX-совместимая встраиваемая ОС жёсткого реального времени со встроенными средствами защиты информации от несанкционированного доступа [Электронный ресурс]. – URL: <https://kpda.ru/products/kpda10964/> (дата обращения: 16.10.2025).

203. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2020 г. № 2204 «О некоторых вопросах реализации государственной поддержки инновационной деятельности, в том числе путем венчурного и (или) прямого финансирования инновационных проектов, и признании утратившими силу акта Правительства Российской Федерации и отдельного положения акта Правительства Российской Федерации» // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2021. – № 1 (часть I). – Ст. 98.

204. Testing of multifunctional distance protection relays / A. Apostolov, B. Vandiver // IEEE Power Engineering Society General Meeting. - 24-28 June 2007, Access. Num.: 10301053. - DOI: 10.1109/PES.2007.386178.

205. Why testing digital relays are becoming so difficult! Part 1 / B. Vandiver // 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE). - 31

March-3 April 2014, Access. Num.: 14254874. - DOI: 10.1109/CPRE.2014.6799029.

206. Injected waveforms and their effect on protection element response / B. Vandiver, A. Apostolov // 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE). - 3-6 April 2017, Access. Num.: 17333619. - DOI: 10.1109/CPRE.2017.8090032.

207. Numerical relay testing and validation in relay life cycle / Sanjay Patki, Dave Kamin, Kulkarni Suyash // CIGRE Paris Session, December 2018.

208. Новаш, И. В. Моделирование энергосистем и испытание устройств релейной защиты в режиме реального и модельного времени / И. В. Новаш // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2017. – Т. 60, № 3. – С. 198-210. – DOI 10.21122/1029-7448-2017-60-3-198-210.

209. MasterSCADA 4D: руководство пользователя : версия 1.3.X / ООО «МПС софт». – Электрон. дан. (2750 с.). – Режим доступа: <https://support.mps-soft.ru/Site/MasterSCADA%204D/User%20Guide%20MasterSCADA%204D.pdf>, свободный. – Загл. с экрана. – Дата обращения: 17.10.2025.

210. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104–2004. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для МЭК 60870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей. – Москва: Стандартинформ, 2004. – 49 с.

211. 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.

212. Блок коррекции времени ЭНКС-2: руководство по эксплуатации ЭНКС.681730.001 РЭ / ООО «Инженерный центр «Энергосервис». – Ред. 02.2025. – 63 с. – Режим доступа: https://enip2.ru/documentation/re_encs.681730.001.pdf Дата обращения: 17.10.2025.

213. Mills D. L., Martin J., Burbank J., Kasch W. Network Time Protocol Version 4: Protocol and Algorithms Specification // RFC 5905. — June 2010. — Режим доступа: <https://datatracker.ietf.org/doc/html/rfc5905>. Дата обращения: [17.10.2025].

214. Сеитов, П. Синхронизация времени на подстанциях: требования к точности, оценка влияния и методы контроля / П. Сеитов, Р. Плакидин // Цифровая подстанция. – 2019. – № 11. – С. 38-41.

215. Семенихин, С. В. Методы реализации точной синхронизации времени в ОС «Эльбрус» / С. В. Семенихин, Л. И. Ананьев // Вопросы радиоэлектроники. – 2015. – № 3. – С. 53-64.

216. Данилов, Н. В. Резервирование системы синхронизации времени / Н. В. Данилов // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2014. – № 4(57). – С. 14-17.

217. Страшун, Ю. П. Протокол точного времени РТР для обеспечения работы АСУТП в режиме жесткого реального времени / Ю. П. Страшун // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2011. – № S6. – С. 494-505.

218. Xinyu, Ya. Time Synchronization under 1PPS Signal in Distributed Real-time Simulation System / Ya. Xinyu // International Journal of Intelligent Systems and Applications. – 2010. – Vol. 2, No. 2. – P. 48-55. – DOI 10.5815/ijisa.2010.02.07.

219. Лазарев, Н. С. Токи включения силовых трансформаторов / Н. С. Лазарев, Р. Н. Шульга, А. Р. Шульга // Электротехника. – 2010. – № 11. – С. 11-17.

220. Глазырин, В. Е. Признаки аварийных режимов в цепях дифференциальных защит силовых трансформаторов / В. Е. Глазырин, И. И. Литвинов // Проблемы региональной энергетики. – 2017. – № 1(33). – С. 24-31.

221. БМРЗ-153-Е-УЗТ-61. Блок микропроцессорный релейной защиты: руководство по эксплуатации ДИВГ.648228.239-02.01 РЭ / НТЦ

«Механотроника». 100 с. — Режим доступа: <https://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150-e/bmrz-153-uzt-61.pdf>. Дата обращения: 17.10.2025.

222. Никитин, А. А. Микропроцессорные реле / А. А. Никитин. — Чебоксары : Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова, 2006. — 448 с. — ISBN 5-7677-1051-1.

223. 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.

224. Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. СТО 59012820.29.240.001-2011. Утвержден и введен в действие 19.04.2011 (с изменениями от 29.07.2014).

225. 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.

226. Лаптев, Д. В. Статистическое исследование измерения частоты методом совпадения / Д. В. Лаптев, Ю. А. Пасынков // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. — 2014. — № 1(31). — С. 78-83.

227. Мелентьев, В. С. Исследование методов измерения частоты выходных сигналов датчиков / В. С. Мелентьев, А. Е. Сеницын, Е. Е. Ярославкина // Южно-Сибирский научный вестник. — 2014. — № 1(5). — С. 54-56.

228. Мелентьев, В. С. Повышение точности измерения частоты за счет коррекции мгновенных значений гармонических сигналов / В. С. Мелентьев

// Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2015. – № 2(46). – С. 20-24.

229. Серов, А. Н. Применение метода Тейлора для измерения частоты электрических сетей / А. Н. Серов, Н. А. Серов, П. К. Макарычев // Южно-Сибирский научный вестник. – 2018. – № 4(24). – С. 250-254.

230. Левашов, И. В. Особенности реализации метода измерения частоты, основанного на переходах сигнала через нуль / И. В. Левашов, А. Н. Серов, А. А. Костина // Автоматизация и измерения в машино-приборостроении. – 2019. – № 2(6). – С. 88-96.

231. Елинов, Д. А. Влияние высших гармоник при измерениях частоты в электрических сетях / Д. А. Елинов, О. В. Бирюкова, М. В. Чернецов // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2015. – № 4(16). – С. 158-164.

232. Djuric P.M. «Instantaneous phase tracking in power networks by demodulation» / P.M. Djuric, M.M. Begovic, M. Doroslovacki. - IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 1992, vol.: 41, issue: 6, pp.: 963 – 967.

233. Климова, Т. Г. Анализ влияния условий работы измерителей частоты на точность измерений / Т. Г. Климова, Б. А. Сафронов, Д. М. Серов // Релейная защита и автоматизация. – 2018. – № 4(33). – С. 31-37.

234. Разработка системы векторного управления моментом электродвигателя с постоянными магнитами / А. Г. Люtareвич, С. Ю. Долингер, Е. А. Лохман [и др.] // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 10-4. – С. 529-533.

235. Муртазин, Т. Э. Система векторного управления автономным электроприводом / Т. Э. Муртазин, А. А. Шевченко, В. Г. Титов // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. – 2023. – Т. 26, № 4. – С. 449-456. – DOI 10.21443/1560-9278-2023-26-4-449-456.

236. Шелудько, В. М. Язык программирования высокого уровня Python : Функции, структуры данных, дополнительные модули / В. М. Шелудько. –

Ростов-на-Дону; Таганрог : Южный федеральный университет, 2017. – 107 с. – ISBN 978-5-9275-2648-2.

237. Kasztenny, B. CT saturation in industrial applications – analysis and application guidelines / B. Kasztenny, J. Mazereeuw, K. Jones [Электронный ресурс] // GE Grid Solutions. Режим доступа: <https://store.gegridsolutions.com/faq/Documents/General/GET-8501.pdf>. Дата обращения: 17.10.2025.

238. Кужеков, С. Л. О координации функционирования трансформаторов тока и устройств релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем в переходных режимах коротких замыканий / С. Л. Кужеков, А. А. Дегтярев // Электротехника. – 2017. – № 12. – С. 65-72.

239. Определение времени до насыщения трансформаторов тока в переходных режимах коротких замыканий / С. Л. Кужеков, А. А. Дегтярев, В. С. Воробьев, В. В. Москаленко // Электрические станции. – 2017. – № 1(1026). – С. 42-47.

240. Costa, F.B. Wavelet-based transformer differential protection with differential current transformer saturation and cross-country fault detection / F.B. Costa, R.P. Medeiros // IEEE Transactions on Power Delivery. - 2018. - Vol. 33, iss. 2. - P. 789-799. - DOI: 10.1109/TPWRD.2017.2764062.

241. Багинский, Л.В. Взаимодействие трансформаторов тока в трёхфазных группах в переходных процессах при глубоких насыщениях / Л.В. Багинский // Электричество. 2000. №3. С.24-33.

242. 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(1087). – С. 26-30.

243. 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 (42). – С. 83–90.

244. Дроздов, А. Д. Электрические цепи с ферромагнитными элементами в релейной защите / А. Д. Дроздов [и др.]; под ред. В. В. Платонова – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.
245. Наумов, В. А. Математические модели трансформатора тока в исследованиях алгоритмов дифференциальных защит / В. А. Наумов, В. М. Шевцов // Электр. станции – 2003. – № 3. – С. 51–56.
246. Guerra, F. F. Current transformer model / F. F. Guerra, W. S. Mota // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2007. – Vol. 22, №1 – P. 187–194.
247. Annakkage, U.D. A current transformer model based on the Jiles-Atherton theory of ferromagnetic hysteresis / U.D. Annakkage, P.G. McLaren, E. Dirks, R.P. Jayasinghe, A.D. Parker // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2000. – Vol. 15, – P. 57-61.
248. Kezunovic, M. Experimental Evaluation of EMTP-based Current Transformer Models for Protective Relay Transient Study / M. Kezunovic // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1994. – Vol. 9, №1 – P. 405–413.
249. Litvinov, I.I. Characteristic features of internal and external faults for use in differential protection / I.I. Litvinov, A.A. Osintsev, V.E. Glazirin // Advances in Engineering Research. – 2017. – Vol.133, – P. 425-432.
250. Глазырин, В. Е. Моделирование переходных процессов в группах трансформаторов тока / В. Е. Глазырин, Г. Э. Торопов // Сб. науч. тр. НГТУ. – Новосибирск : Изд-во НГТУ. – 2000. – № 3(20). – С. 75–82.
251. Procop, V. Analysis of the differential protection function accuracy in the unit REF 542plus / V. Procop // EnergySpectrum. – 2007. – Vol. 2, №2.
252. Naseri, F. Power transformer differential protection based on least squares algorithm with extended kernel / F. Naseri, H. Samet, T. Ghanbari, E. Farjah // IET Science, Measurement & Technology. – 2019. – Volume: 13, Issue: 8, 10. – P. 1102 – 1110.
253. Наумов, В. А. Исследование алгоритмов продольных дифференциальных защит генераторов и блоков генератор-трансформатор / В. А. Наумов // Электр. станции – 2006. – № 2. – С. 46–50.

254. Дмитренко, А.М. О методе повышения качества функционирования дифференциальных защит трансформаторов при использовании электромагнитных трансформаторов тока / А.М. Дмитренко, В.А. Наумов, А.В. Солдатов, Д.П. Журавлев // Релейная защита и автоматизация. – №1(30). – 2018. – С.46-51.

255. Свистунов, Н.А. Выбор измерительных трансформаторов тока, используемых дифференциальной релейной защитой / Н.А. Свистунов // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – №12-1. – 2017. – С.113-117.

256. Bahari, S. A new stabilizing method of differential protection against current transformer saturation using current derivatives / S. Bahari, T. Hasani, H. Sevedi // 2020 14th International Conference on Protection and Automation of Power Systems (IPAPS). DOI: 10.1109/IPAPS49326.2019.9069379.

257. Осинцев, А. А. Моделирование переходных процессов в цепях дифференциальной защиты генератора / А. А. Осинцев, В. Е. Глазырин // Электро. – 2011. – № 3. – С. 9–14.

258. 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(50). – С. 78-88.

259. 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(47). – С. 49-56.

260. Багинский, Л. В. Сравнение технических характеристик современных продольных дифференциальных токовых защит генераторов / Л. В. Багинский // Электричество – 2000. – № 3. – С. 24–33.

261. Осинцев, А.А. Анализ устойчивости функционирования дифференциальной защиты генератора при соединении обмоток статора в

треугольник / А.А. Осинцев // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 1(46). – С. 28-35.

262. Дони, Н.А. Возможность неселективного действия быстродействующих защит дистанционных защит при внешних повреждениях с большими токами КЗ / Н.А. Дони // Релейщик. – 2015. – №4 (24). - С. 30-33.

263. Дегтярёв А.А. Анализ и проверка соответствия характеристик трансформаторов тока класса Р условиям функционирования первых ступеней дистанционных защит линий электропередачи при переходных процессах / С.Л. Кужеков, Н.А. Дони, А.А.Шурупов, А.Ю. Федотов // Электрические станции. – 2020. – №3. – С. 43-53.

264. Литвинов И.И. Оценка вероятности отказа в срабатывании дифференциальной защиты трансформатора из-за блокировки по второй / И.И. Литвинов, В.А. Титов, А.С. Трофимов // Релейная защита и автоматизация. - 2020. – № 4 (41). – С. 14–21.

265. Лоскутов А.А. Повышение распознаваемости режимов функционирования системы электроснабжения на основе методов машинного обучения / Лоскутов А.А., Митрович М., Осокин В.Ю. // Релейная защита и автоматизация. - 2020. – № 4 (41). – С. 26–33.

266. 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(49). – С. 30-37.

267. Saha M. M., Izykowski J., Lukowicz M., Rosolowski E. Application of ANN methods for instrument transformer correction in transmission line protection // Proc. 7th Int. IEE Conf. on Developments in Power System Protection. – Amsterdam, 2001. – P. 303–306.

268. Yu D. C., Wang Z., Cummins J. C., Yoon H.-J., Kojovic L. A., Stone D. Neural network for current transformer saturation correction // Proc. IEEE

Transmission and Distribution Conference. – New Orleans, LA, USA, 1999. – P. 388–393.

269. Key S., Sok V., Lee S.-W., Ko C.-S., Nam S.-R., Lee N.-H. Current Transformer Saturation Compensation Based on Deep Learning Approach // 2019 IEEE International Conference on Applied Power Electronics and Power Systems (APAP). – Pyeongchang, Korea (South), 2019. – P. 1273–1277. – DOI: 10.1109/APAP47170.2019.9224993.

270. Кокорин, Е. Л. Анализ возможности применения нейронных сетей для реализации алгоритмов РЗиА / Е. Л. Кокорин, В. С. Чайкин, С. А. Дмитриев // Релейщик. – 2020. – № 2(37). – С. 8-14.

271. Свидетельство № 2025619358 РФ. Программа для обучения искусственных нейронных сетей задачам восстановления вторичного тока трансформатора тока: заявл. 16.04.2025: опубл. 16.04.2025 / А.А. Осинцев, И.Г. Манько; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

272. Горелик, А. Л. Методы распознавания: учеб. пособие / А. Л. Горелик, В.А. Скрипкин. – 4-е изд. перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1984. – 208 с.

273. Патрик, Э. А. Основы теории распознавания образов / Э. А. Патрик ; пер. с англ.: В. М. Баронкина, Б. А. Смиренина, Ю. С. Шинакова ; под ред. Б. Р. Левина. – М. : Сов. Радио, 1980. – 408 с.

274. Фу, К. Структурные методы в распознавании образов / К. Фу ; пер. с англ.: Н. В. Завалишина, С. В. Петрова, Р. Л. Шейнина ; под ред. М. А. Айзермана. – М. : Мир, 1977. – 320 с.

275. Глазырин, В. Е. Применение структурных методов распознавания образов для построения дифференциально-фазной защиты сосредоточенных объектов [Текст] / В. Е. Глазырин, М. А. Купарев // Электро. – 2003. – № 3. – С. 18–21.

276. Граничные режимы в методике обучения релейной защиты. Часть 1. Граничные условия и обучающие процедуры / Ю. Я. Лямец, Д. В. Кержаев, Г. С. Нудельман, Ю. В. Романов // Изв. вузов. Электромеханика – 2009. – № 4. – С. 24–30.

277. Лямец, Ю. Я. Развитие теоретических основ микропроцессорной релейной защиты / Ю. Я. Лямец, А. Н. Подшивалин, Г. С. Нудельман // Релейная защита и автоматика энергосистем: Сборник докладов XX конференции – 2010. – С. 217–222.

278. Neuro-fuzzy-based scheme for stator winding protection of synchronous generators / B. Bhalja, R.P. Maheshwari, S. Nema [et al.] // Electric Power Components and Systems. – 2009. – Vol. 37, №5. – P. 560–576.

279. Разработка и исследование средств расширения функциональных возможностей устройства ДФДЗ-1 и внедрение образца в «Рязаньэнерго» Отчёт о НИР (заключительный) / Новосибирский электротехнический институт. Научный руководитель Багинский Л.В. – № Гос. регистрации 01.8.80.04 8741, – Новосибирск. – 1990. – 135 с.

280. Лебединцев, В. В. Влияние архитектуры нейронной сети и исходных данных на работу нейронной сети для задач классификации / В. В. Лебединцев, М. И. Озерова // Информационные технологии в науке и производстве: Материалы VII Всероссийской молодежной научно-технической конференции, Омск, 21–22 апреля 2020 года / Редколлегия: А.Г. Янишевская [и др.]. – Омск: ОмГТУ, 2020. – С. 145-152.

ПРИЛОЖЕНИЕ А ОПИСАНИЕ SCADA-СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАМИ

Разработанная SCADA-система сконфигурирована для работы с электродинамической моделью Новосибирского государственного технического университета (НГТУ). Область её применения не ограничена рамками разработки и совершенствования технологии ДМАУ, она также может быть использована для обучения диспетчерского персонала объектов, использующих технологию ДМАУ режимами активных электрических сетей с распределённой малой синхронной генерацией, а также для обучения студентов технических университетов по направлению «Электроэнергетика» особенностям режимов сетей с ДМАУ и возможностям их эффективного использования.

Главное окно SCADA (рис. А.1) содержит пять основных видеокадров:

- схема соединений (отображается во всплывающем окне);
- схема коммутации 1 – цепочечная сеть (разомкнутый режим, рис. А.2);
- схема коммутации 2 – лучевая сеть (разомкнутый режим, рис. А.3);
- схема коммутации 3 – кольцевая сеть (замкнутый / разомкнутый режим, рис. А.4);
- графики параметров и событий (отображается во всплывающем окне).

На боковой панели главного окна отображаются:

- кнопка «Показать схему соединений» – нажатие на кнопку открывает всплывающее окно «Схема соединений»;
- кнопка «Показать графики» – нажатие на кнопку открывает всплывающее окно «Графики параметров и событий»;
- кнопка «Показать отчёт» – нажатие на кнопку открывает всплывающее окно «Отчет» с отображением наиболее информативных

параметров режима для выбранной схемы коммутации сети, поясняющих работу технологии ДМАУ;

- кнопка «АЕ» – нажатие на кнопку осуществляет смену отображения контролируемых параметров сети в относительных единицах, повторное нажатие возвращает отображение измерений в абсолютных единицах;
- кнопка «Параметры» – осуществляет смену отображения контролируемых параметров сети на отклонения относительно номинальных параметров, повторное нажатие возвращает отображение измерений в абсолютных единицах;
- кнопка «Осциллограф включен» – нажатие на кнопку осуществляет запуск осциллографирования в устройствах с функциями ДМАУ;
- кнопка «Сброс сигнализации» – нажатие на кнопку осуществляет сброс сигнализации в устройствах контроля и управления;
- Кнопка «Режим генераторов ЛИЭС» – нажатие на кнопку открывает всплывающее окно «Режим», повторное нажатие закрывает это окно. Окно «Режим» позволяет удалённо переключать группы уставок по выдаваемой мощности в устройствах ДМАУ, установленных на станциях.

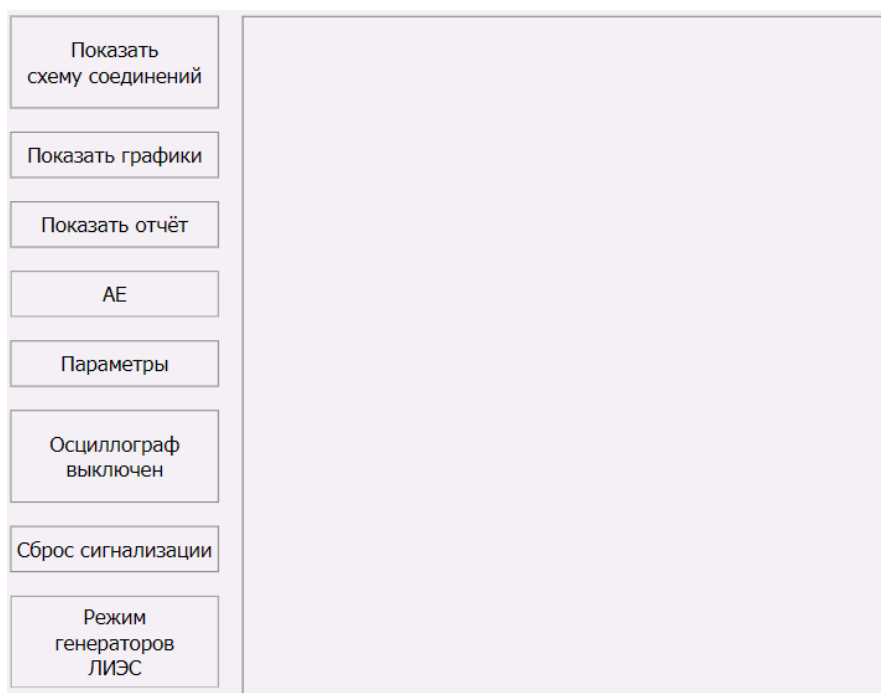


Рисунок А.1 – Главное окно

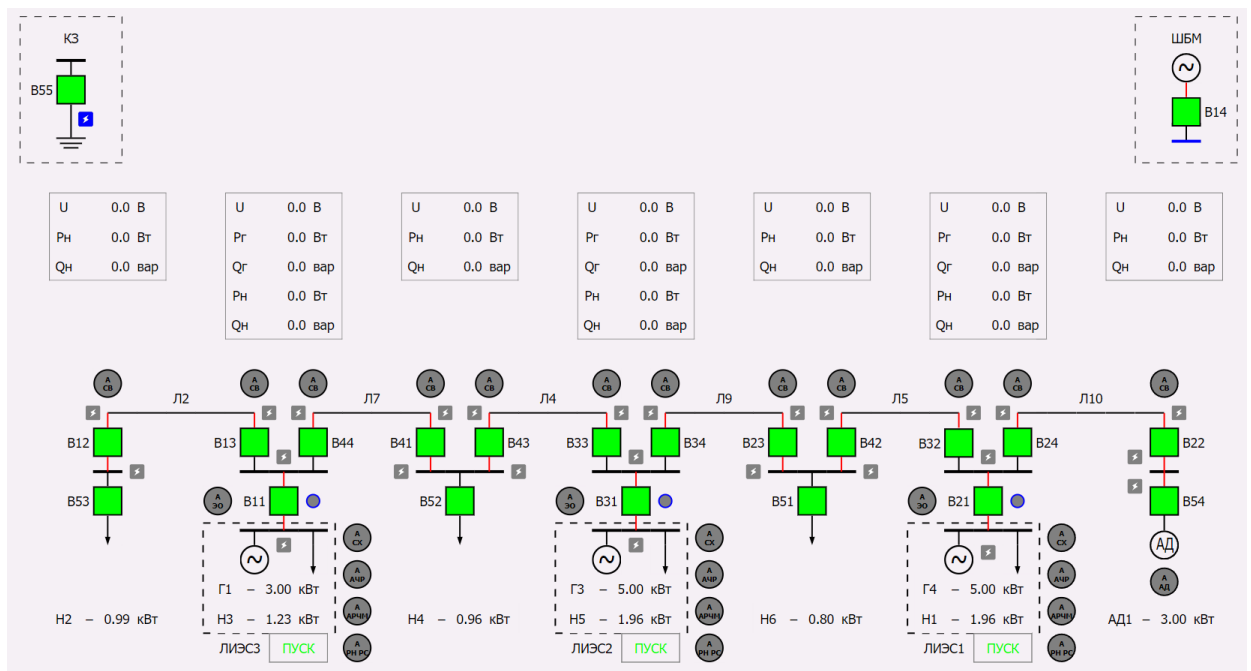


Рисунок А.2 – Главное окно. Собрана цепочечная сеть (разомкнутый режим)

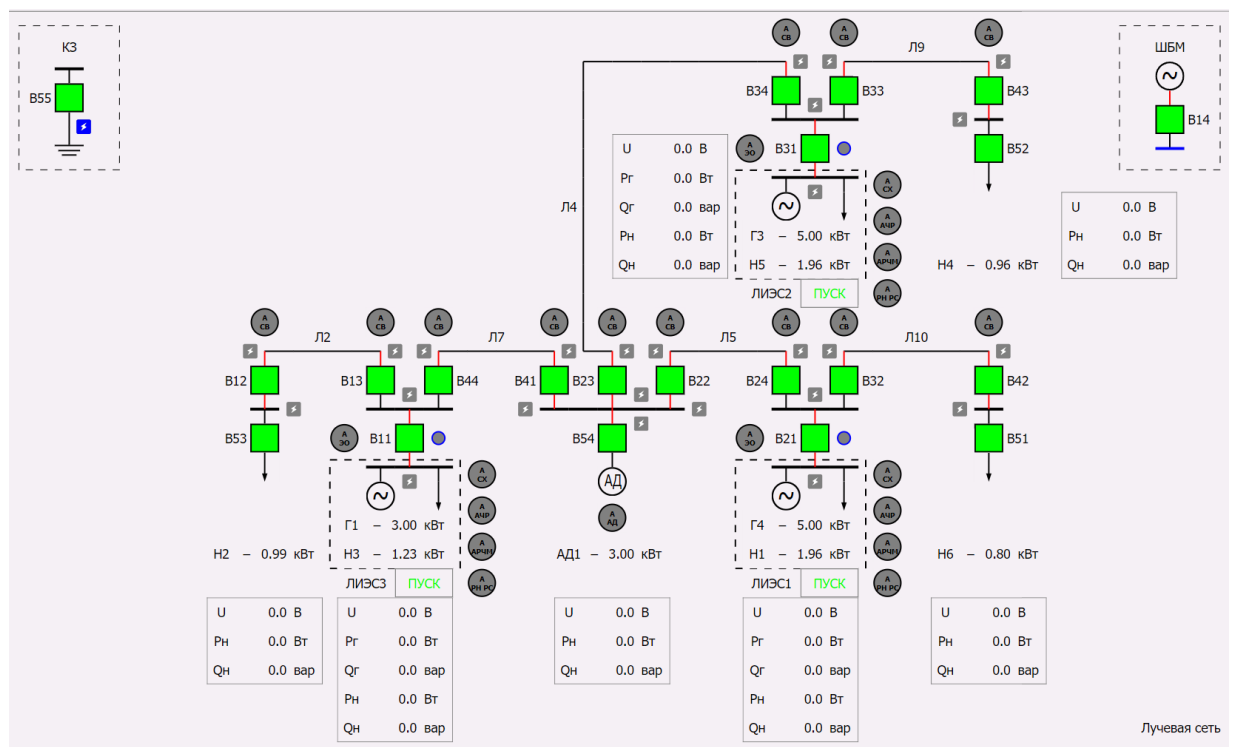


Рисунок А.3 – Главное окно. Собрана лучевая сеть (разомкнутый режим)

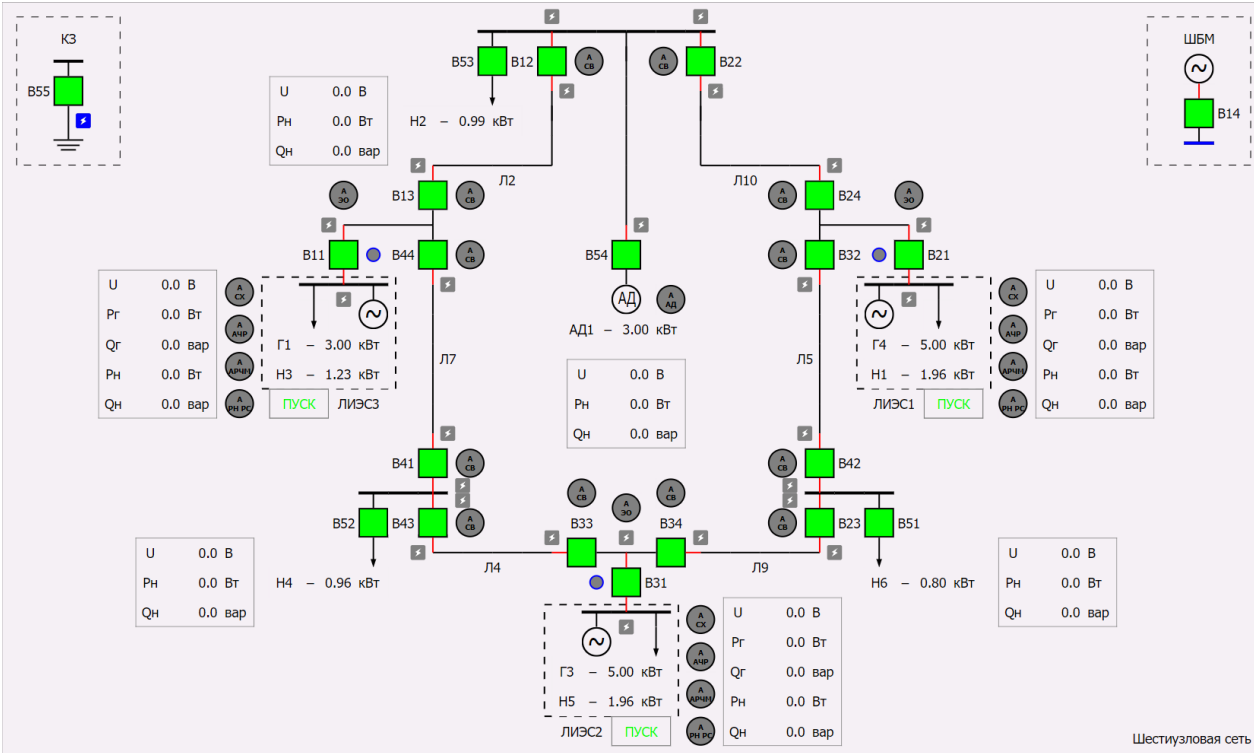


Рисунок А.4 – Главное окно. Собрана шестиузловая сеть

Наименования, изображения и состояния элементов сети показаны в таблице А.1.

Таблица А.1 – Наименования, изображения и состояния элементов сети

Тип	Наименование	Изображение	Состояние
Выключатель	В		Выключен
			Выключение
			Включён
			Включение
Выключатель автоматический	А		Выключен
			Включён

Продолжение таблицы А.1.

Генератор	Г		Ведомый
			Ведущий
Двигатель асинхронный	АД		-
Линия	Л		-
Нагрузка	Н		-
Соединение	С		-
Точка контроля	ТК		-
Шина	Ш		не назначена ШБМ
			назначена ШБМ
			включена ШБМ

Наименования, изображения и состояния агентов показаны в таблице А.2.

Таблица А.2 – Наименования, изображения и состояния агентов

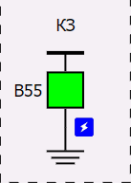
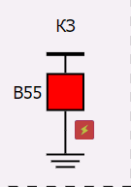
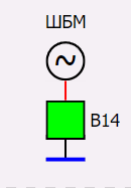
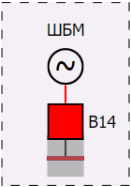
Тип	Наименование	Изображение	Состояние
Агент комплексного управления режимом ЛИЭС	Агент ЛИЭС		Выведен
			Введён

Продолжение таблицы А.2.

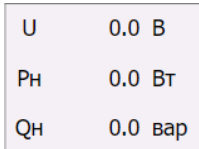
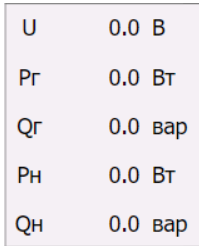
Агент регулирования частоты и мощности ЭСт	Агент АРЧМ		Выведен
			Введён
Агент регулирования напряжения в узле сети	Агент РНРС		Выведен
			Введён
Агент управления сетевым выключателем	Агент СВ		Выведен
			Введён
Агент синхронизации ЭСт с внешней сетью	Агент СХ		Выведен
			Введён
Агент контроля успешности пуска АД	Агент АД		Выведен
			Введён
Агент экспресс отделения ЛИЭС от внешней сети	Агент ЭО		Выведен
			Введён
Агент экспресс частотной разгрузки	Агент АЧР		Выведен
			Введён

Наименования, изображения и состояния других отображаемых объектов сети показаны в таблице А.3.

Таблица А.3 – Наименования, изображения и состояния других объектов сети

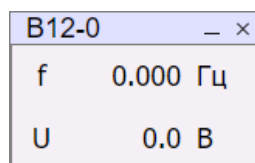
Тип	Наименование	Изображение	Состояние
Индикатор синхронизации	-		Синхронизация не выполняется
		 (мигание)	Синхронизация выполняется
Указатель места КЗ в сети	КЗ		Место не выбрано
			Выбрано
			Создано
Заземление	-		-
Панель управления КЗ	КЗ		Отсутствует
			Создано
Панель управления ШБМ	ШБМ		Отключена
			Включена
Кнопка пуска / останова генератора	-		Пуск
			Останов

Продолжение таблицы А.3.

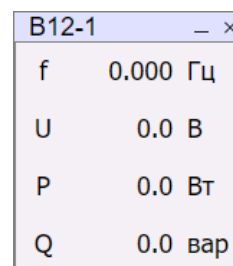
Номинальные параметры генератора	-	Г1 – 3.00 кВт	-
Номинальные параметры нагрузки	-	Н2 – 0.99 кВт	-
Номинальные параметры АД	-	АД1 – 3.00 кВт	-
Панель текущих параметров сетевой нагрузки			-
Панель текущих параметров локальной интеллектуальной энергосистемы	-		-
Локальная интеллектуальная энергосистема	ЛИЭС		-

Щелчком правой кнопки мыши по изображению точки контроля в главном окне можно отобразить всплывающее окно с монитором текущих параметров режима сети в данной точке (рис. А.5).

Щелчком правой кнопки мыши по изображению агента управления сетевым выключателем в главном окне можно отобразить всплывающее окно с монитором текущих параметров этого агента (рис. А.6). Описание индикации работы и срабатываний защиты / автоматики данного агента приведено в таблице А.4.



а)



б)

Рисунок А.5 – Всплывающее окно «Текущие параметры режима сети в точке контроля»: а – значения частоты и напряжения; б – значения частоты, напряжения, активной и реактивной мощностей

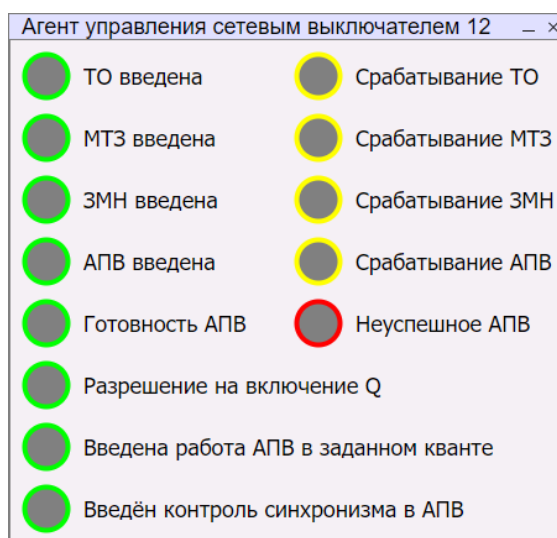


Рисунок А.6 – Всплывающее окно «Агент управления сетевым выключателем»

Таблица А.4 – Индикация работы и срабатываний защиты / автоматики

Тип	Изображение	Состояние
Индикатор работы защиты / автоматики		Выведена
		Введена
Индикатор срабатывания защиты / автоматики		Срабатывание отсутствует
		Срабатывание

Продолжение таблицы А.4.

Индикатор не успешности срабатывания защиты / автоматики		Неуспешное срабатывание отсутствует
		Срабатывание неуспешно

Щелчком правой кнопки мыши по изображению агента регулирования напряжения в узле сети в главном окне можно отобразить всплывающее окно с монитором текущих параметров этого агента (рис. А.7). Описание индикации напряжений в узле сети и смежных узлах дано в таблице 4.6.

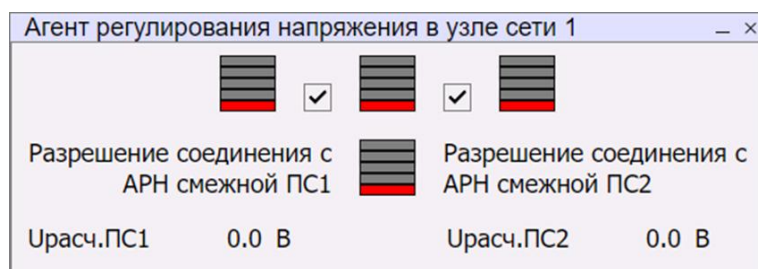


Рисунок А.7 – Всплывающее окно
«Агент регулирования напряжения в узле сети»

Таблица А.5 – Индикация напряжений в узле сети и смежных узлах

Тип	Изображение	Состояние
Индикатор напряжения в узле сети		Аварийно пониженное
		Допустимо пониженное
		Нормальное
		Допустимо повышенное
		Аварийно повышенное

Щелчком правой кнопки мыши по изображению агента АРЧМ в главном окне можно отобразить всплывающее окно с монитором текущих параметров этого агента (рис. А.7). Описание параметров данного окна следующее:

ID станции – уникальный идентификатор станции, при совпадении которого с текущим номером такта (ID такта) станция может быть самоназначена в качестве ведущей по частоте при выполнении определённых условий;

Режим ЭС – класс состояния баланса мощности в энергосистеме (не определён, нормальный, без управления, избыточный и дефицитный);

$T_{f>f_{\text{доп.max}}}$ – доля времени в относительных единицах от общего времени существования заданного количества тактов превышения частоты верхней границы коридора допустимых значений частот;

$T_{f<f_{\text{доп.min}}}$ – доля времени в относительных единицах от общего времени существования заданного количества тактов снижения частоты ниже нижней границы коридора допустимых значений частот.

Агент регулирования ЧМ ЭСт 3		– ×
ID станции		0
ID такта		0
Режим ЭС	Не определён	
$T_{f>f_{\text{доп.max}}}$		0.000
$T_{f<f_{\text{доп.min}}}$		0.000

Рисунок А.8 – Всплывающее окно «Агент АРЧМ»

ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СЕТИ С ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМ МУЛЬТИАГЕНТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ НАПРЯЖЕНИЕМ

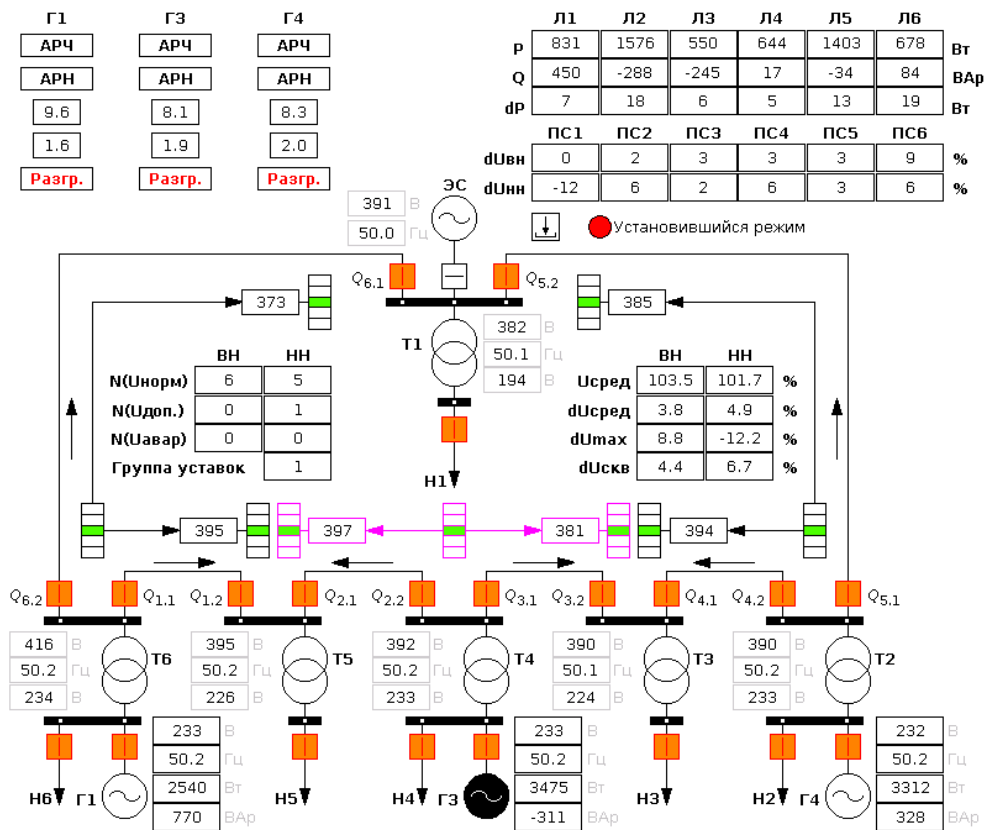


Рисунок Б.1 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 1, удержание напряжения на шинах НН станций на уровне $1.05U_{ном}$

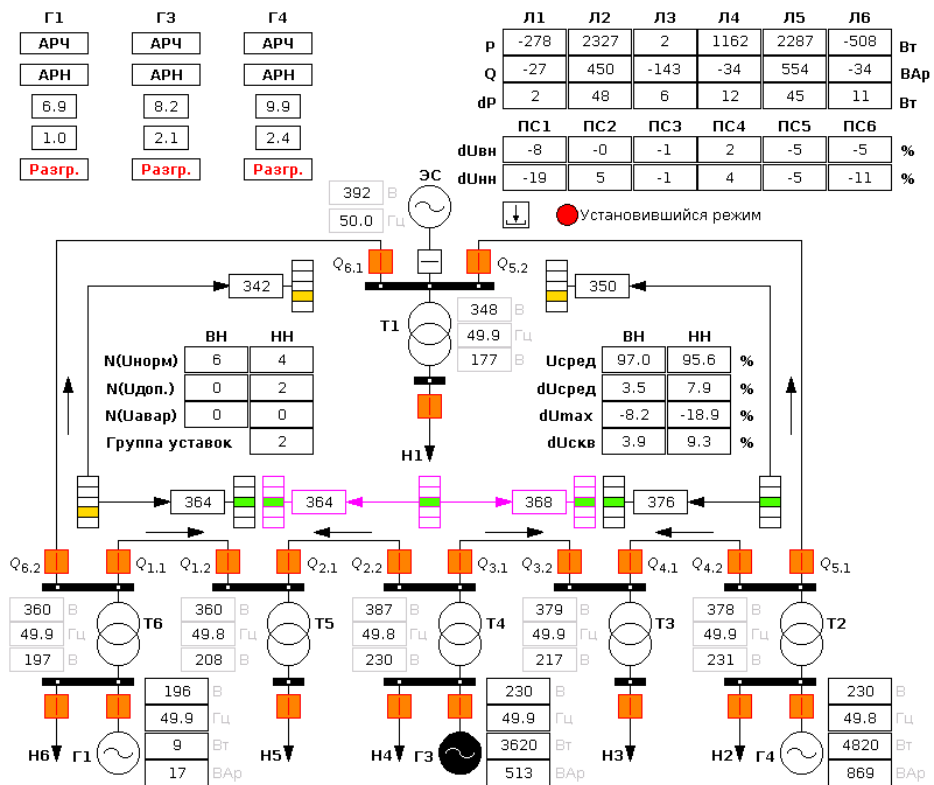


Рисунок Б.2 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

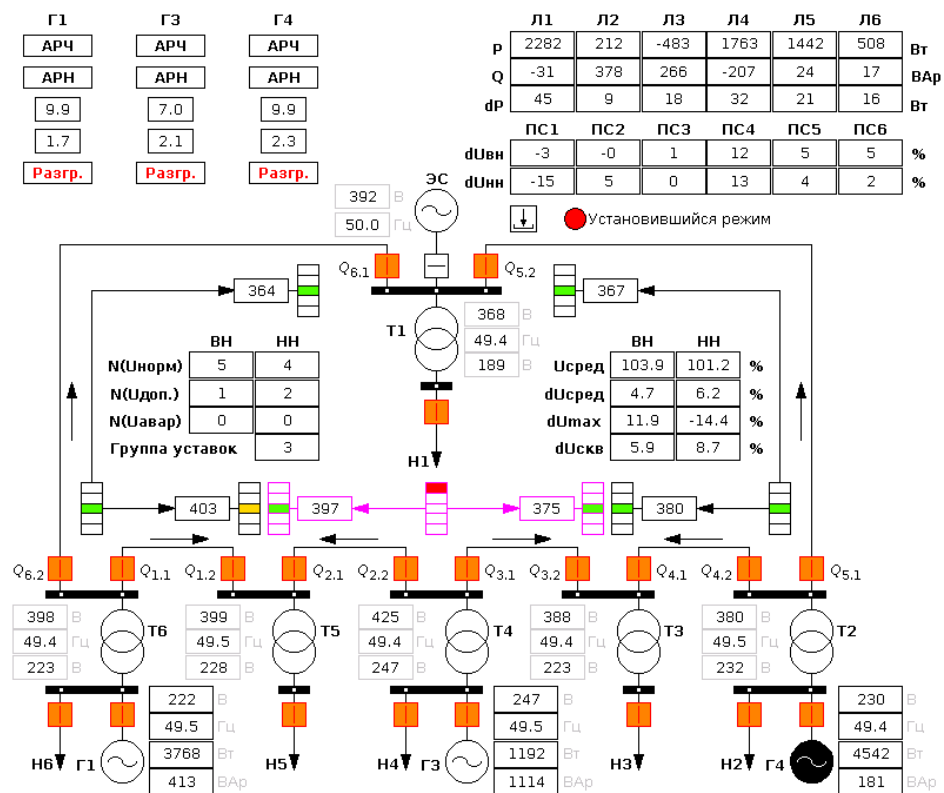
Режим 2, удержание напряжения на шинах НН станций на уровне $1.05U_{ном}$ 

Рисунок Б.3 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 3, удержание напряжения на шинах НН станций на уровне $1.05U_{ном}$

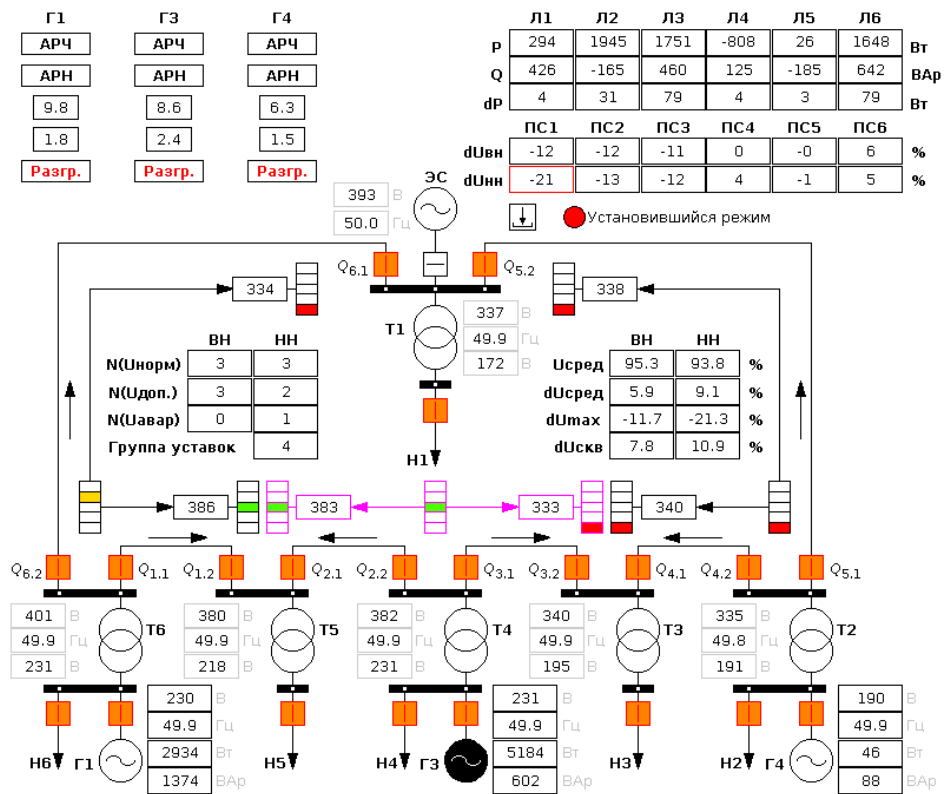


Рисунок Б.4 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

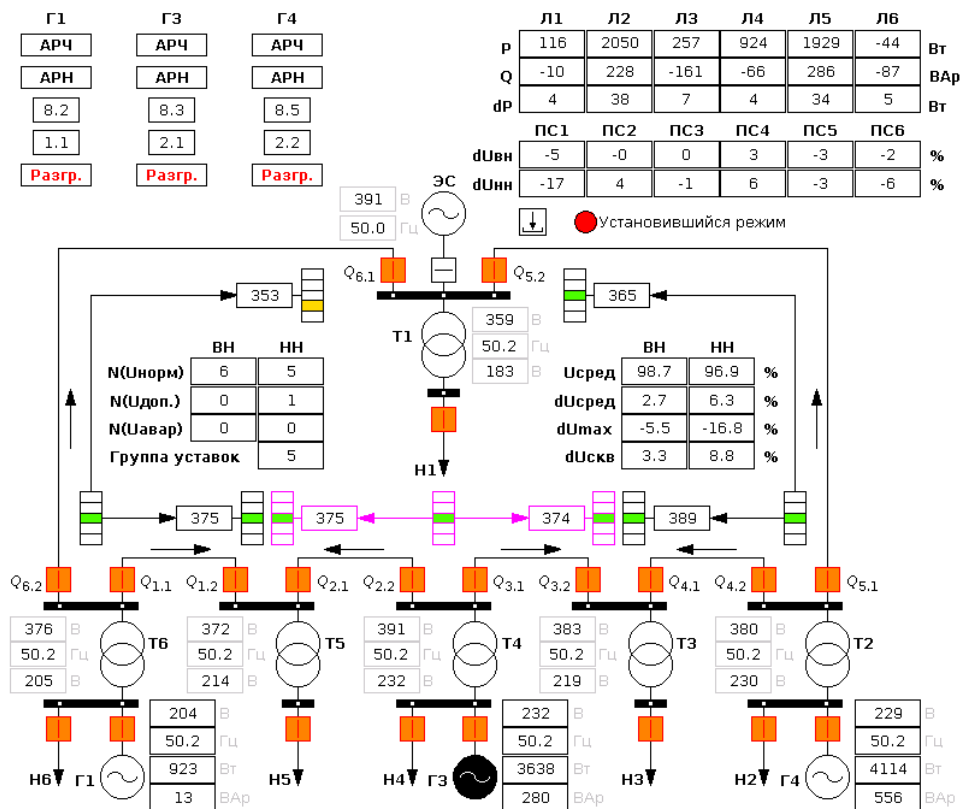
Режим 4, удержание напряжения на шинах НН станций на уровне $1.05U_{ном}$ 

Рисунок Б.5 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 5, удержание напряжения на шинах НН станций на уровне $1.05U_{ном}$

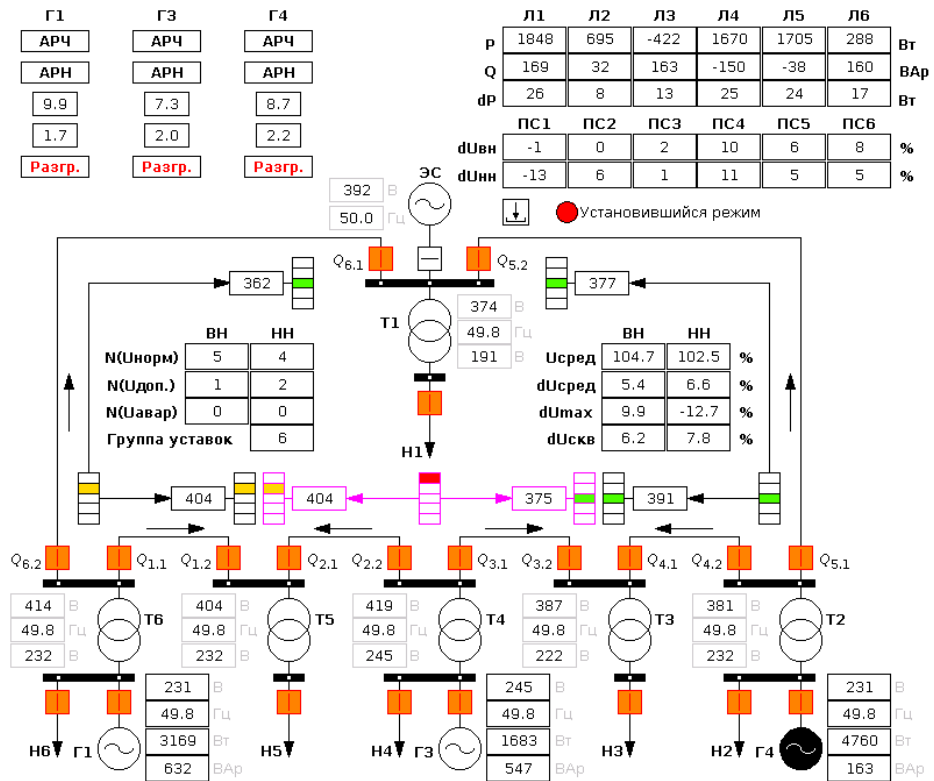


Рисунок Б.6 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

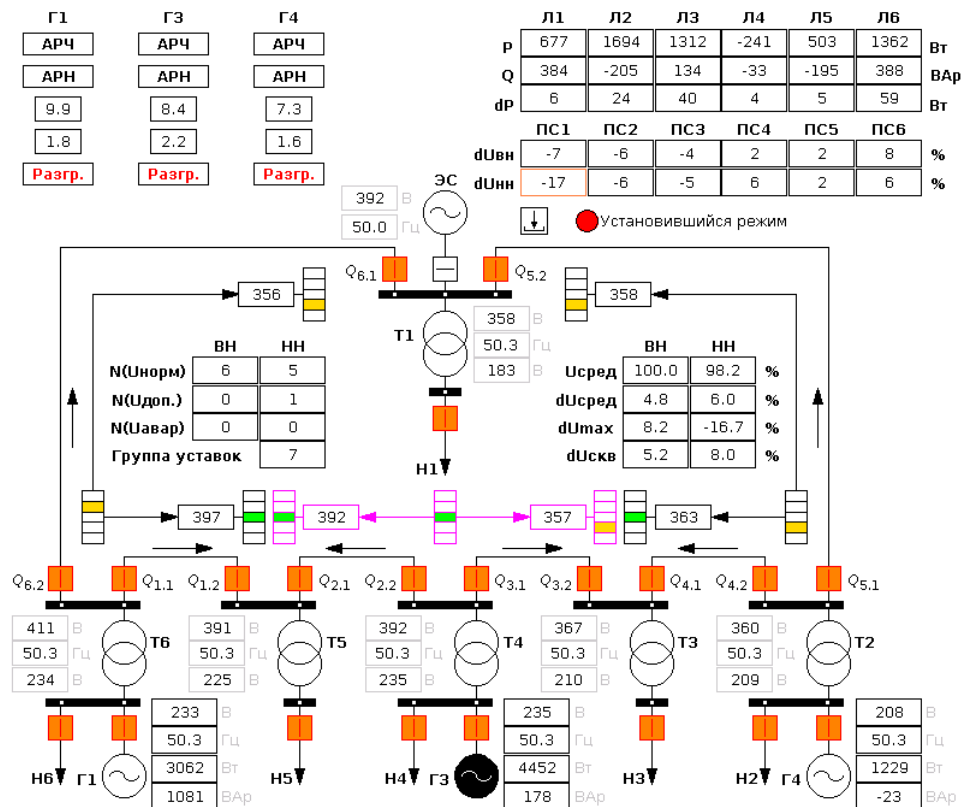
Режим 6, удержание напряжения на шинах НН станций на уровне $1.05U_{\text{ном}}$ 

Рисунок Б.7 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 7, удержание напряжения на шинах НН станций на уровне $1.05U_{\text{ном}}$

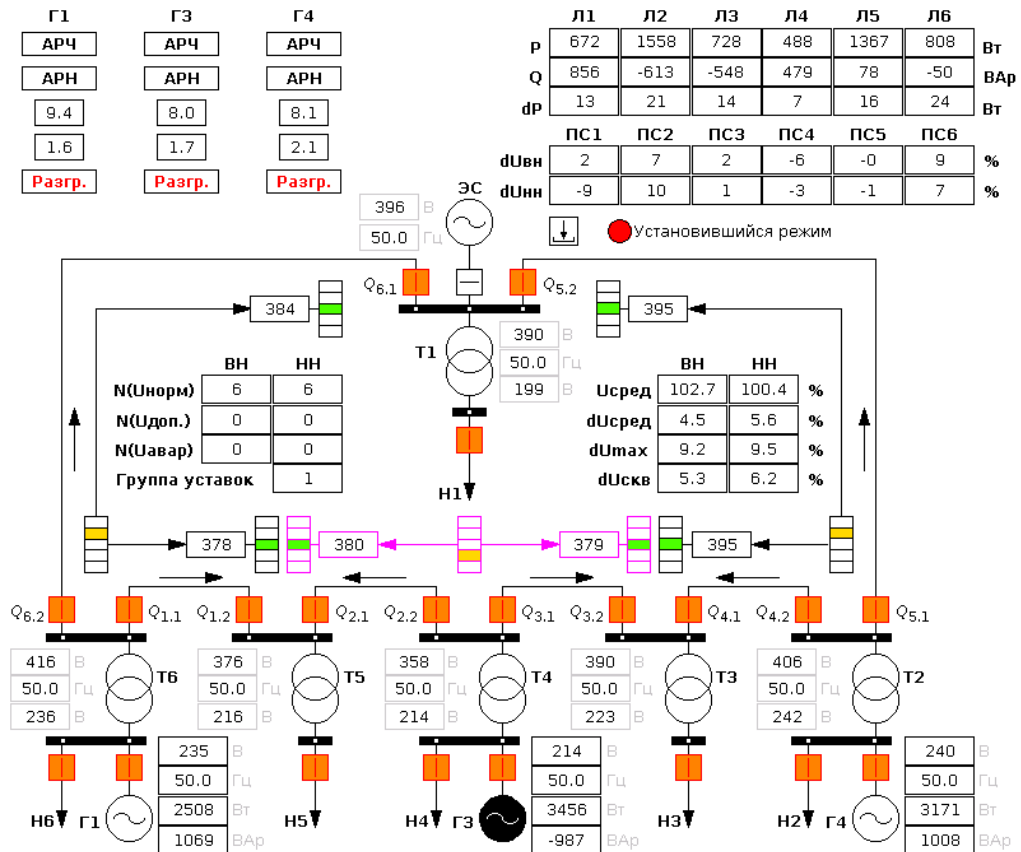


Рисунок Б.8 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 1, удержание напряжения на шинах НН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

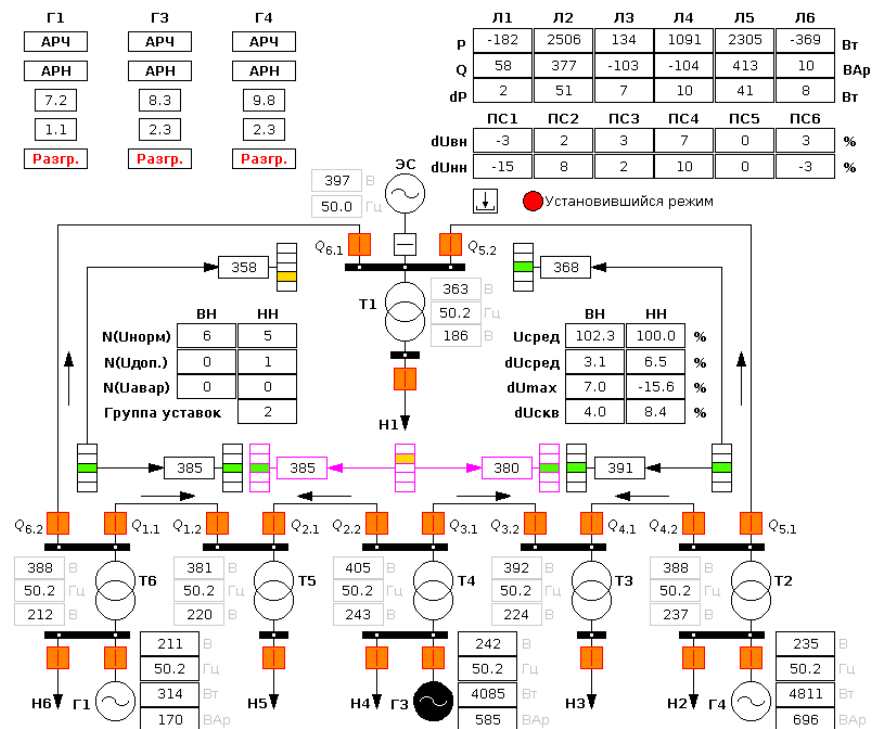


Рисунок Б.9 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 2, удержание напряжения на шинах НН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

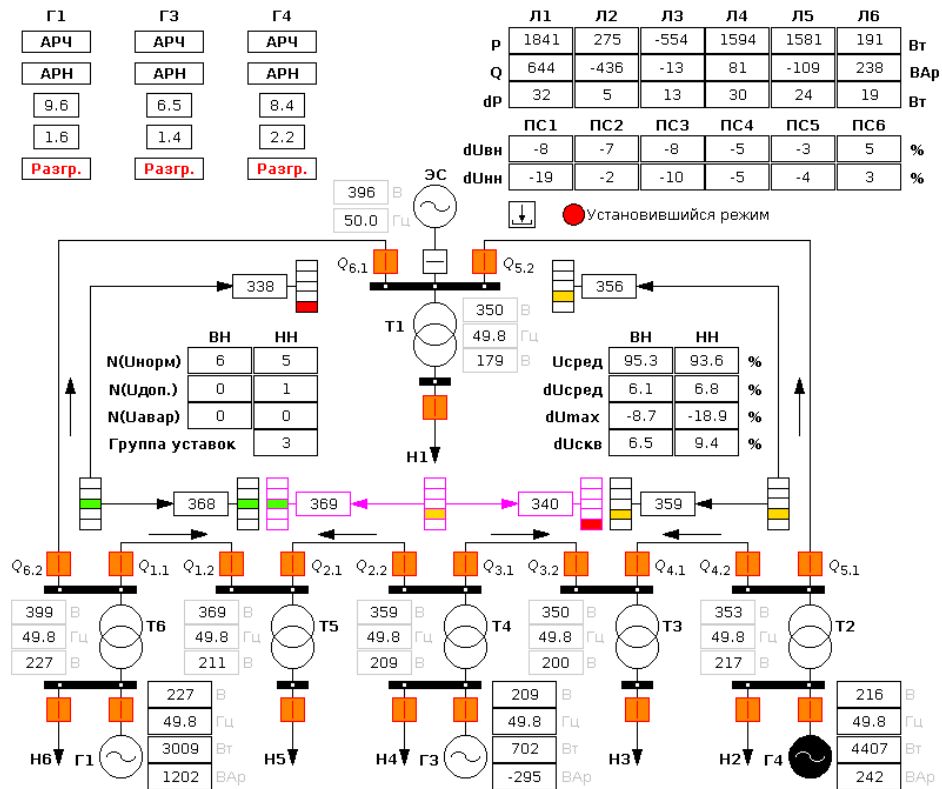


Рисунок Б.10 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 3, удержание напряжения на шинах НН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

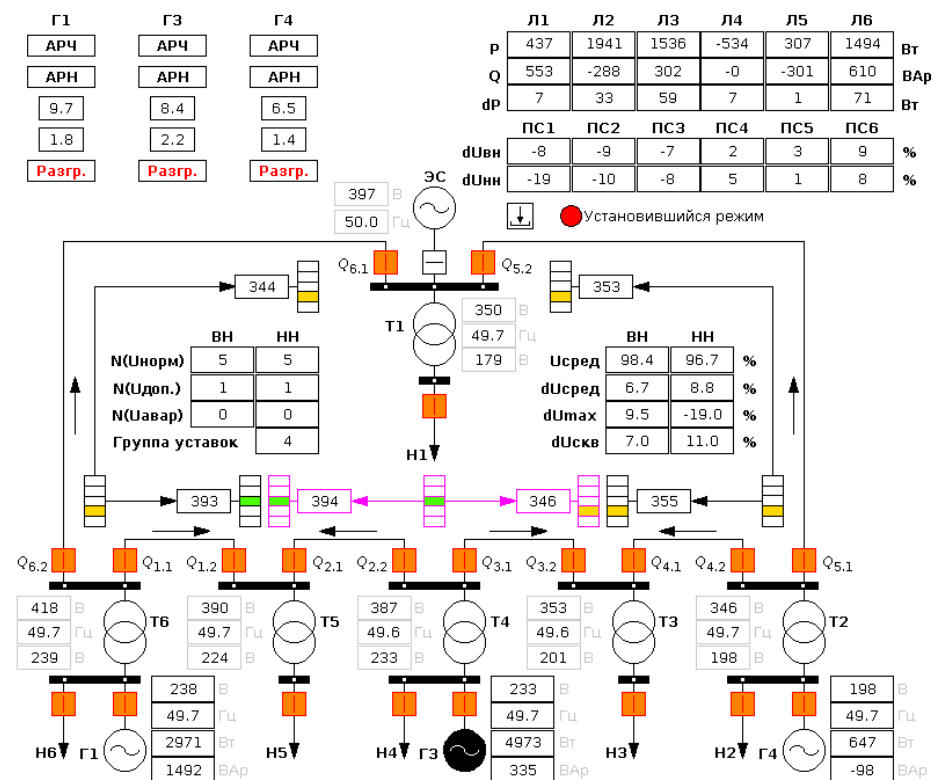


Рисунок Б.11 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 4, удержание напряжения на шинах НН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

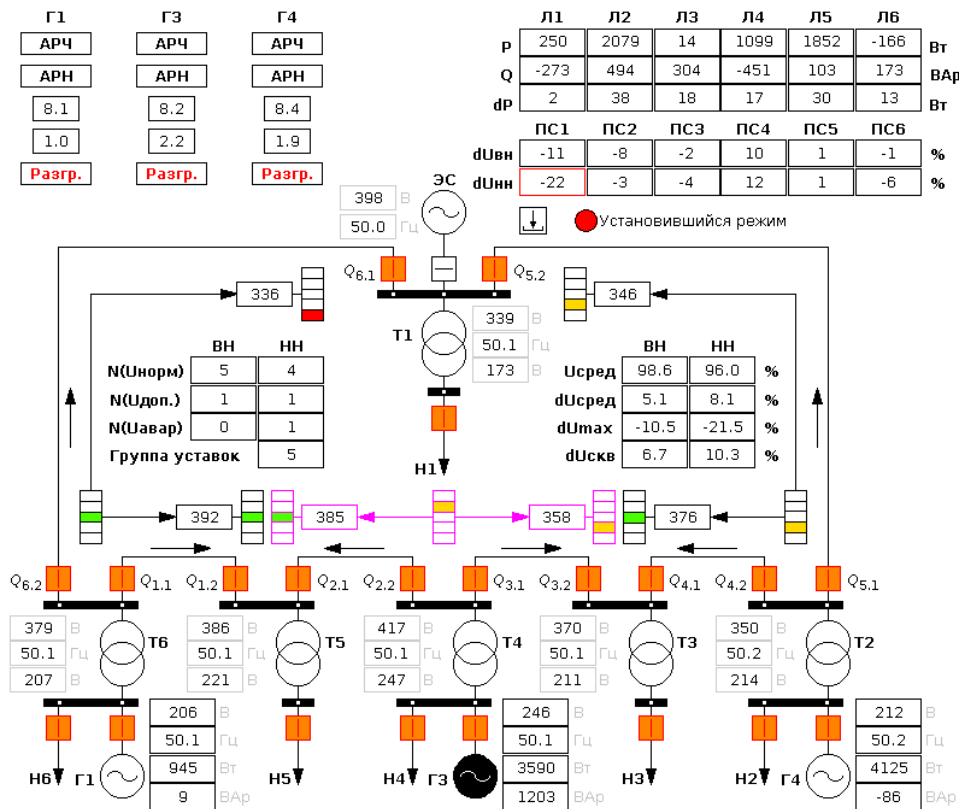


Рисунок Б.12 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 5, удержание напряжения на шинах НН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

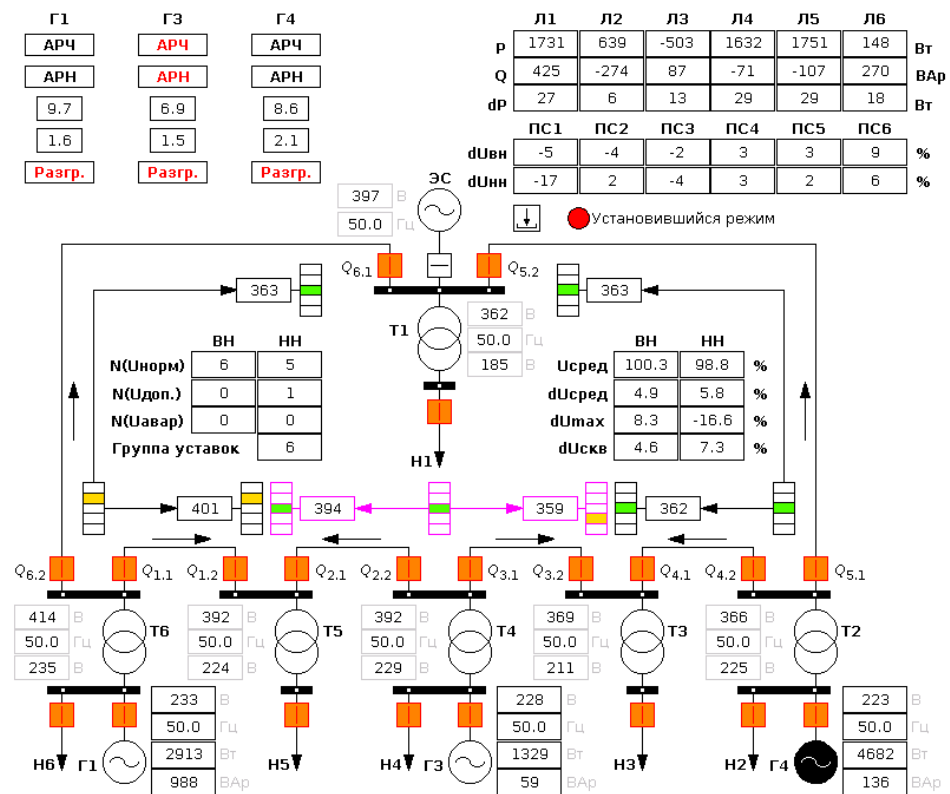


Рисунок Б.13 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 6, удержание напряжения на шинах НН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

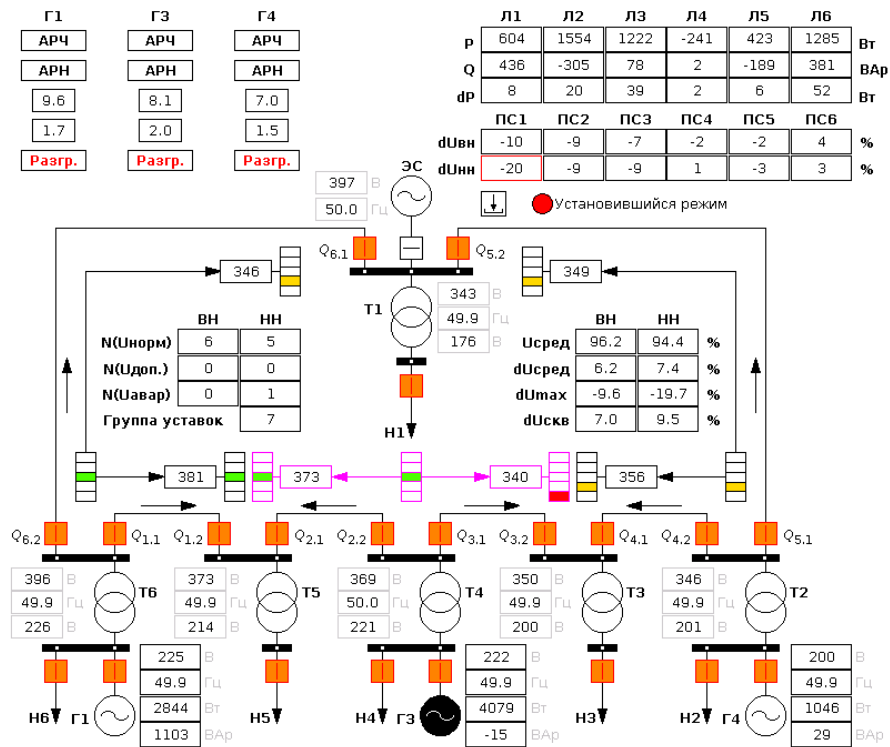


Рисунок Б.14 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 7, удержание напряжения на шинах НН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

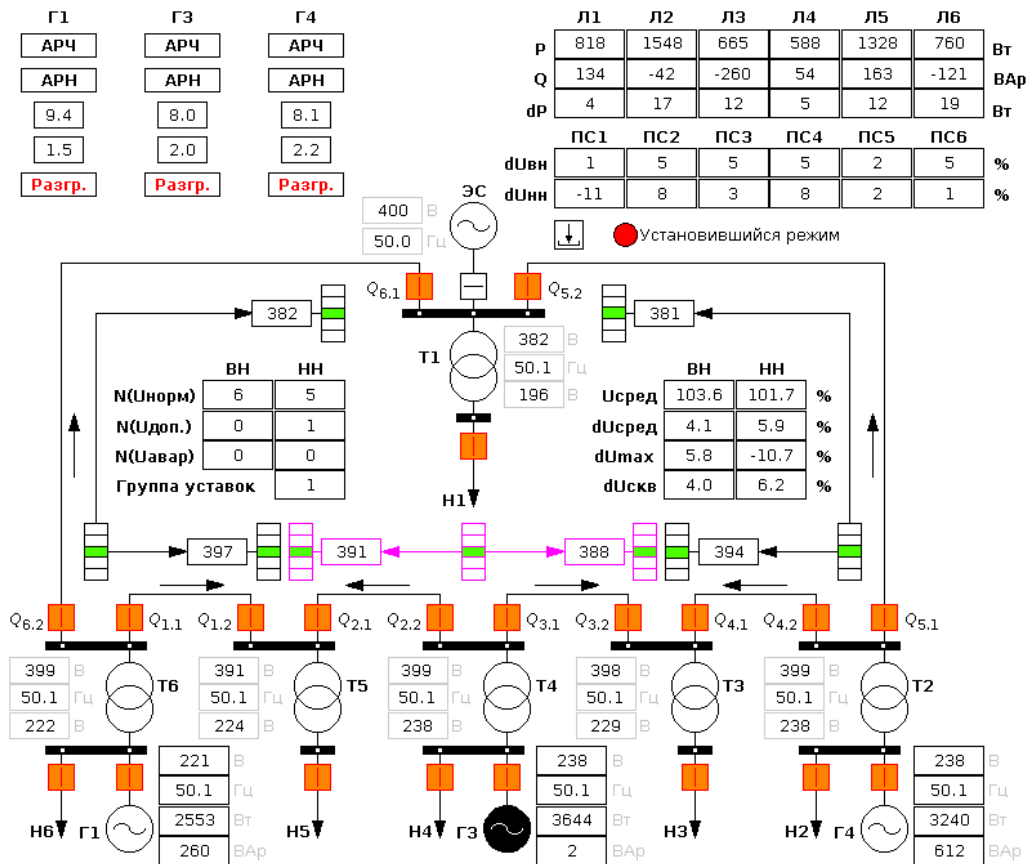


Рисунок Б.15 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 1, удержание напряжения на шинах ВН станций на уровне $1.05U_{\text{НОМ}}$

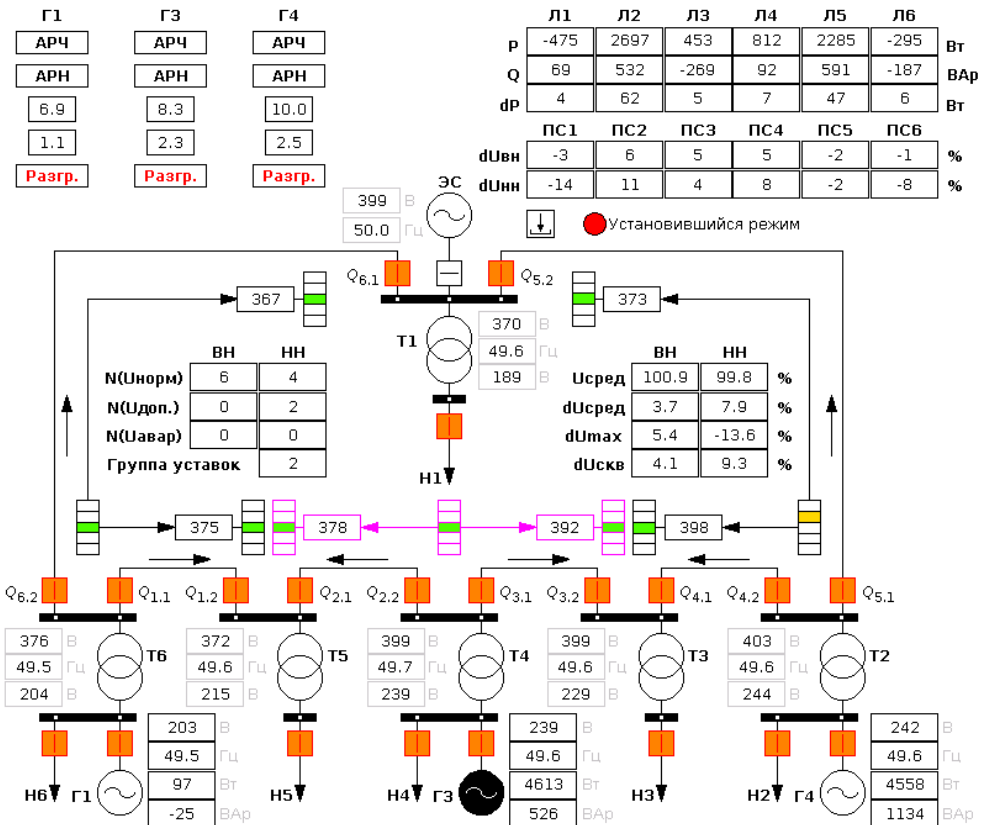


Рисунок Б.16 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

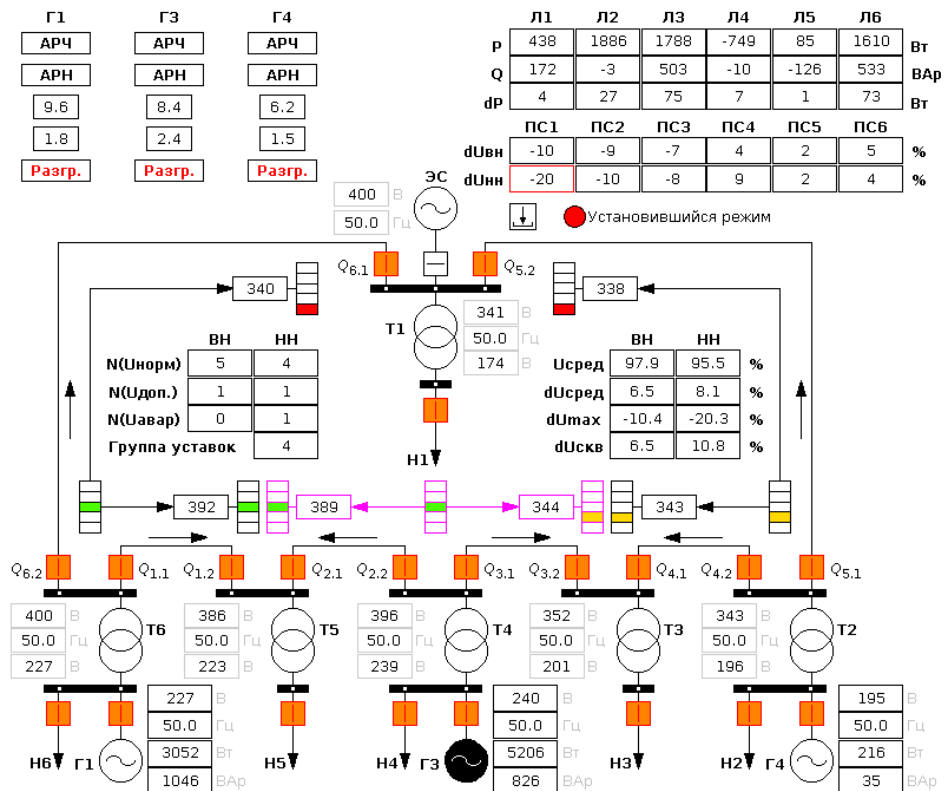
Режим 2, удержание напряжения на шинах ВН станций на уровне $1.05U_{ном}$ 

Рисунок Б.17 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 4, удержание напряжения на шинах ВН станций на уровне $1.05U_{ном}$

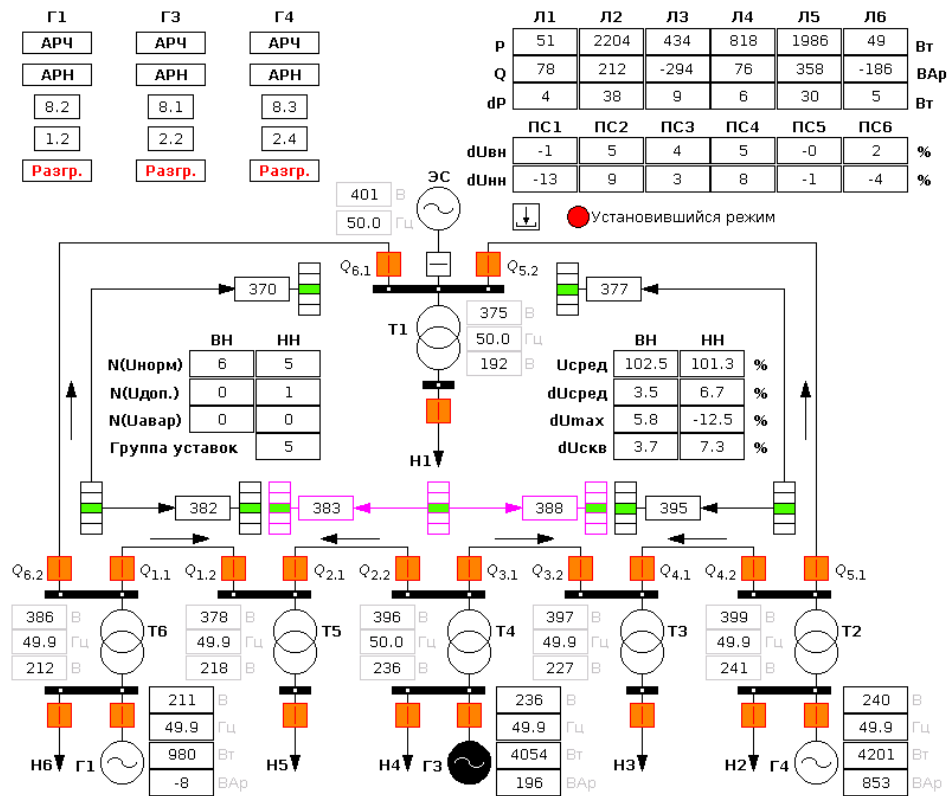


Рисунок Б.18 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

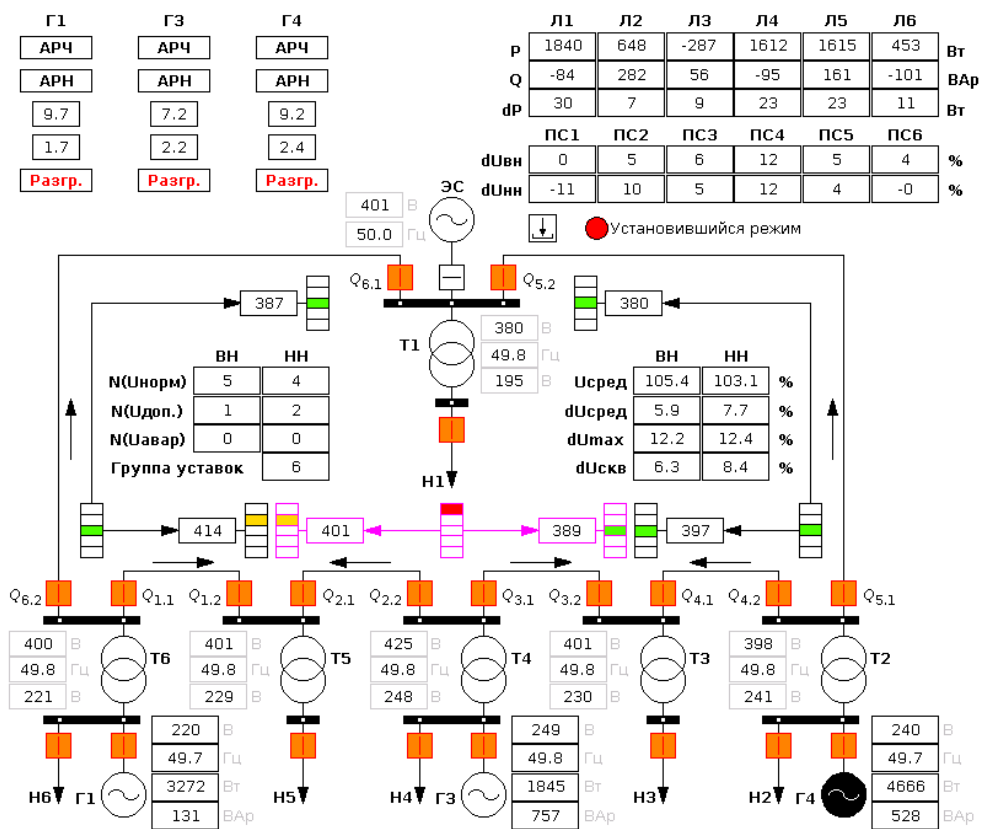
Режим 5, удержание напряжения на шинах ВН станций на уровне $1.05U_{ном}$ 

Рисунок Б.19 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 6, удержание напряжения на шинах ВН станций на уровне $1.05U_{ном}$

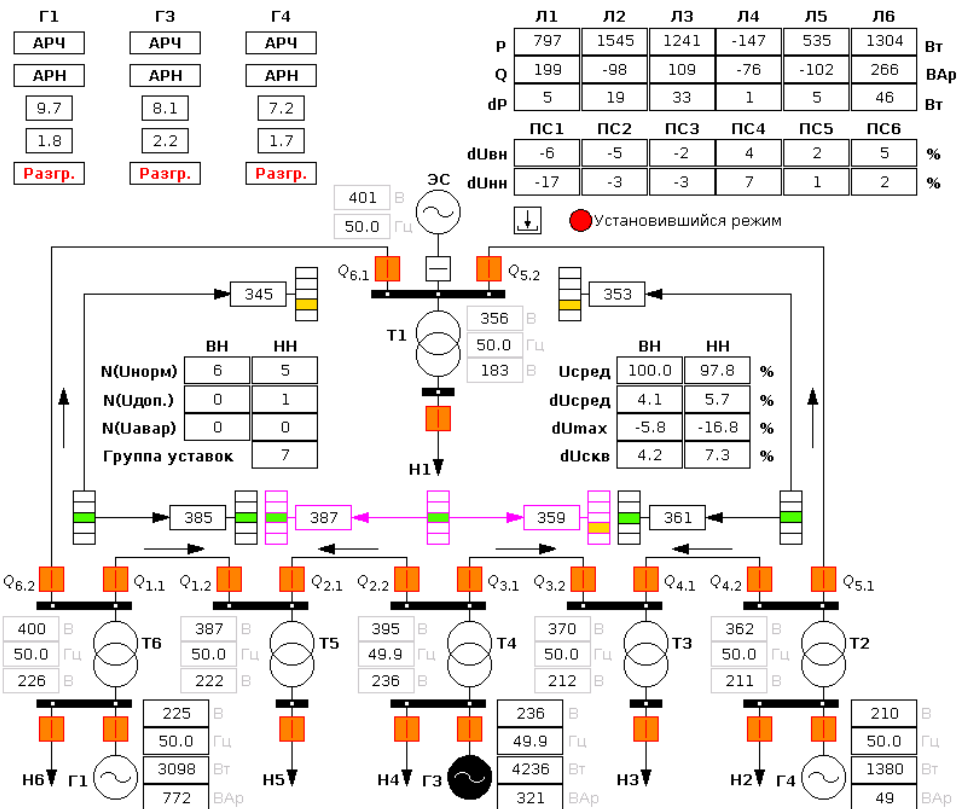


Рисунок Б.20 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

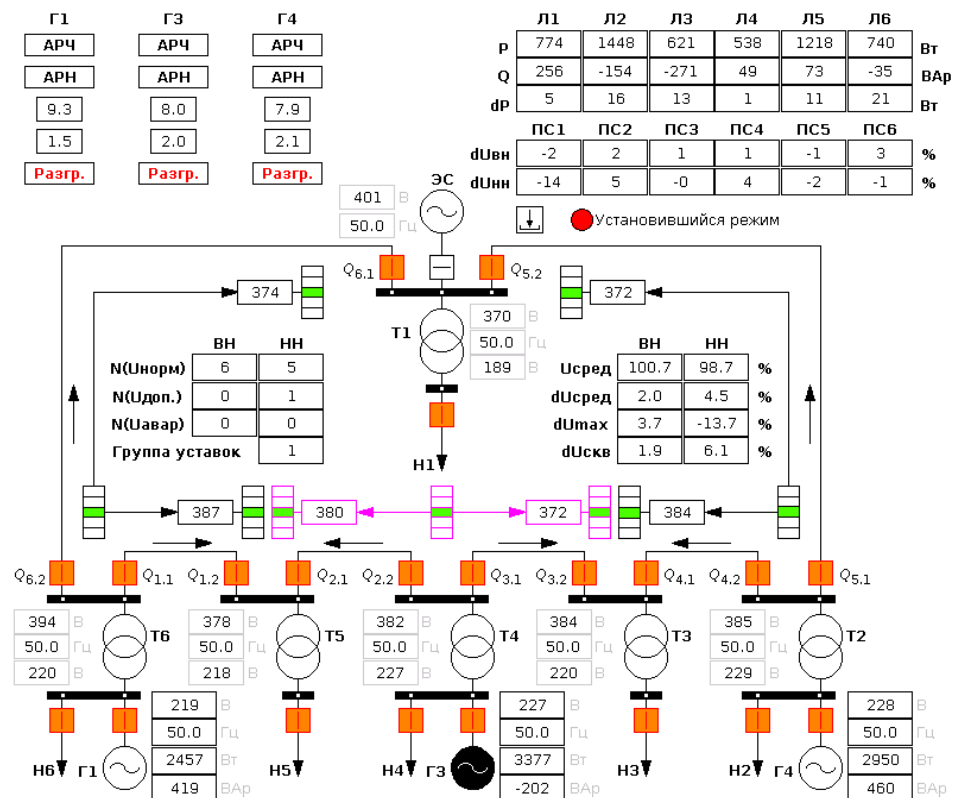
Режим 7, удержание напряжения на шинах ВН станций на уровне $1.05U_{\text{НОМ}}$ 

Рисунок Б.21 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 1, удержание напряжения на шинах ВН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

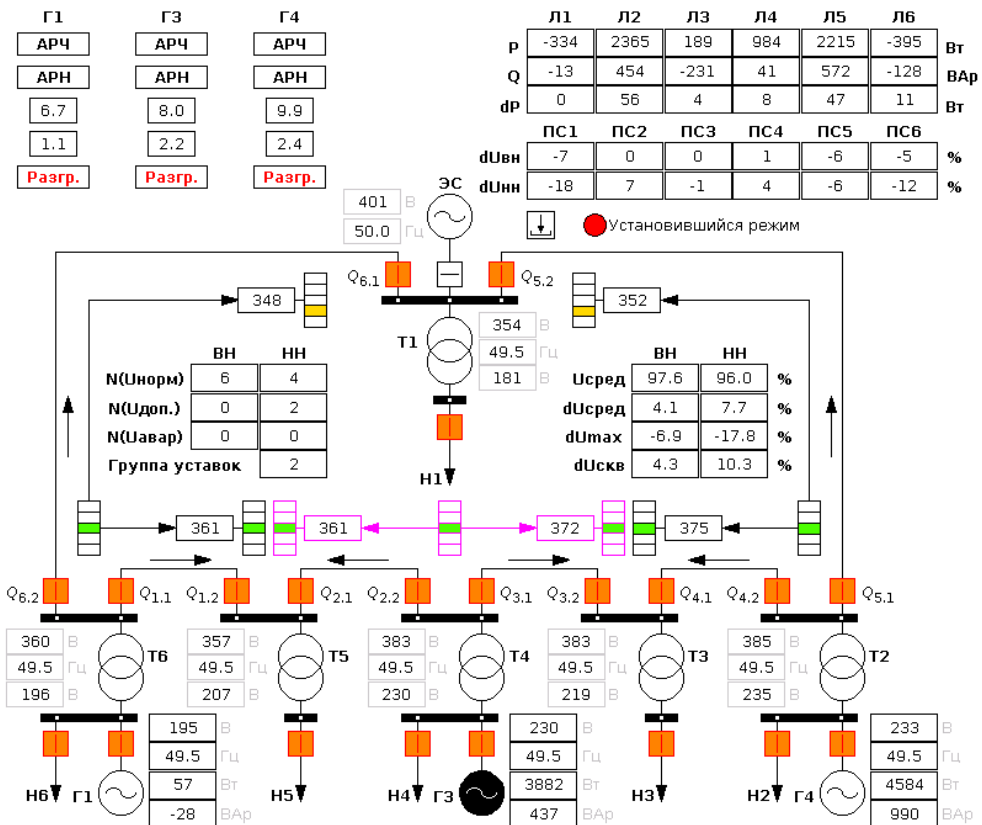


Рисунок Б.22 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 2, удержание напряжения на шинах ВН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

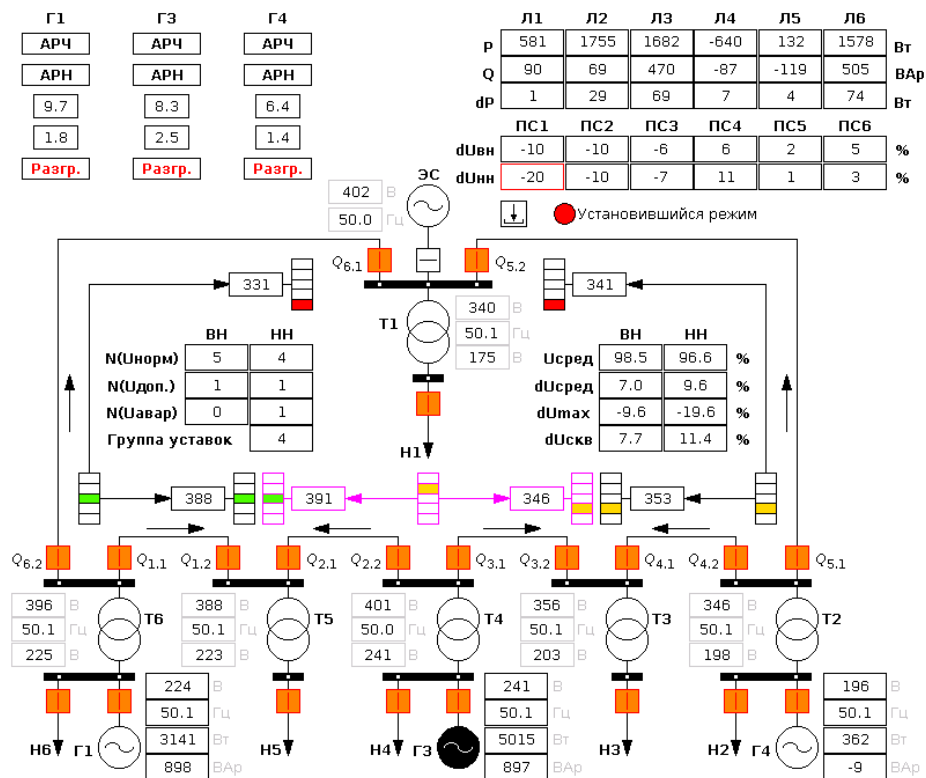


Рисунок Б.23 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 4, удержание напряжения на шинах ВН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

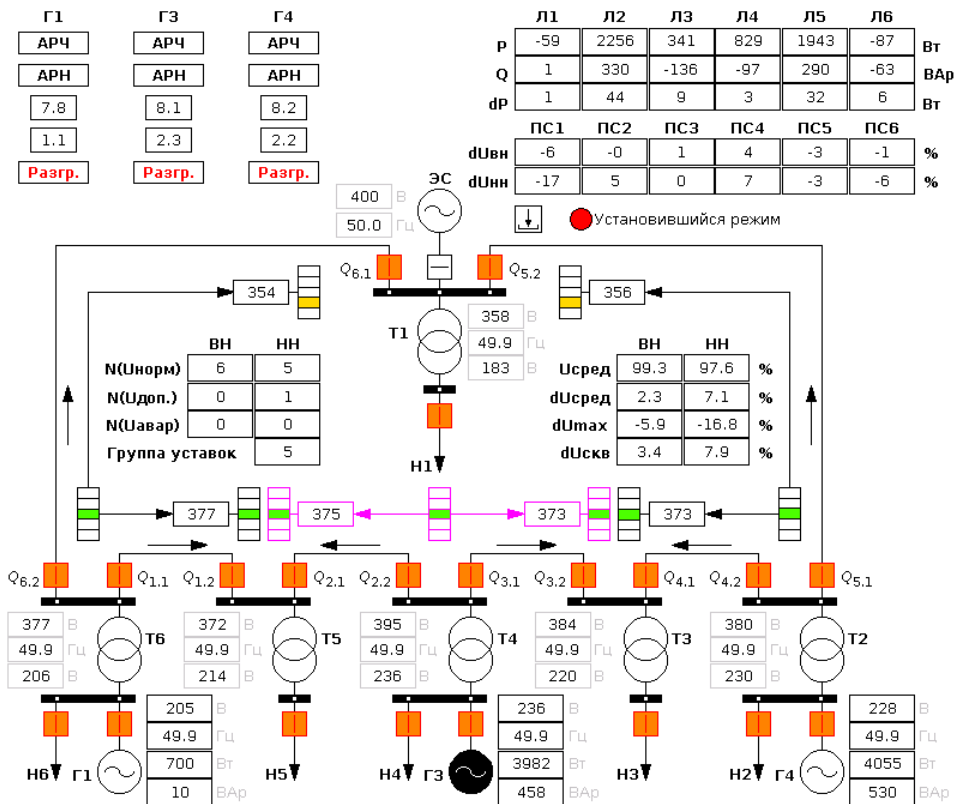


Рисунок Б.24 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 5, удержание напряжения на шинах ВН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

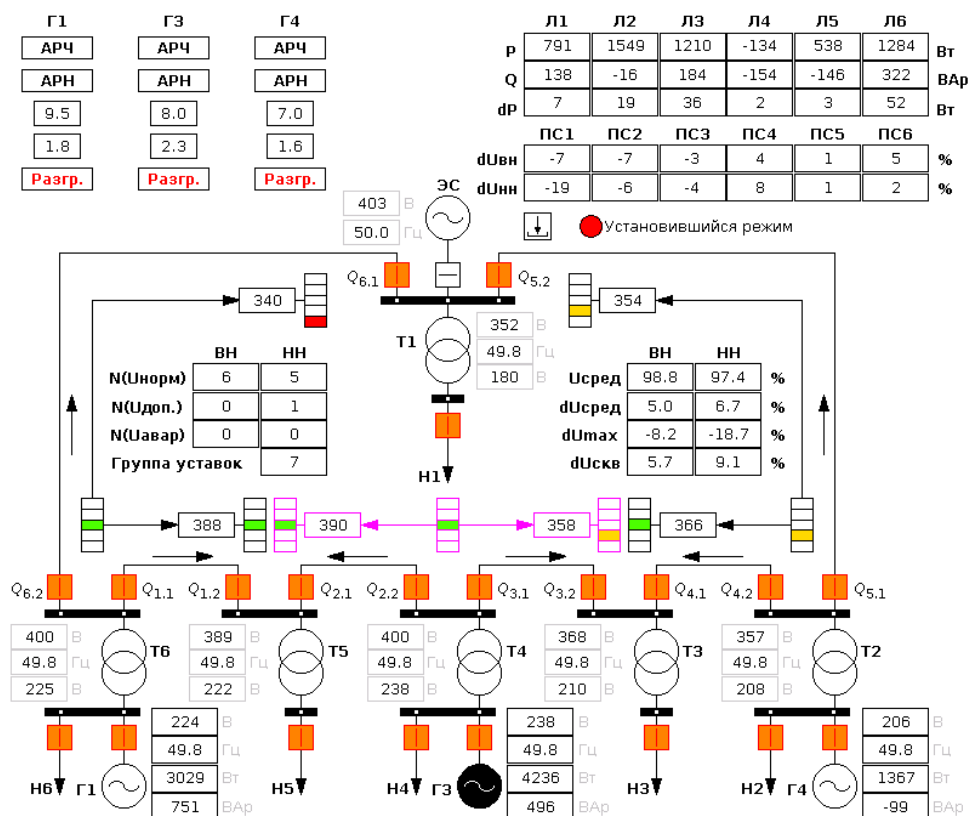


Рисунок Б.25 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 7, удержание напряжения на шинах ВН станций в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

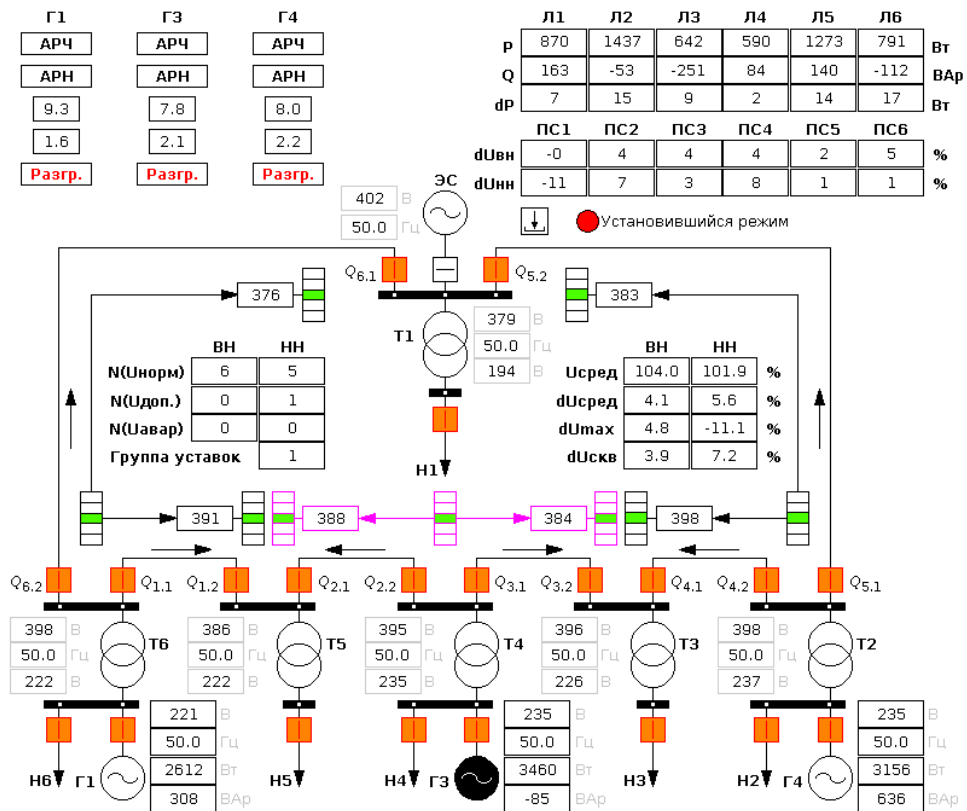


Рисунок Б.26 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 1, удержание $U_{\text{ср.взвеш}}$ в полосе $[0.95U_{\text{ном}}; 1.05U_{\text{ном}}]$

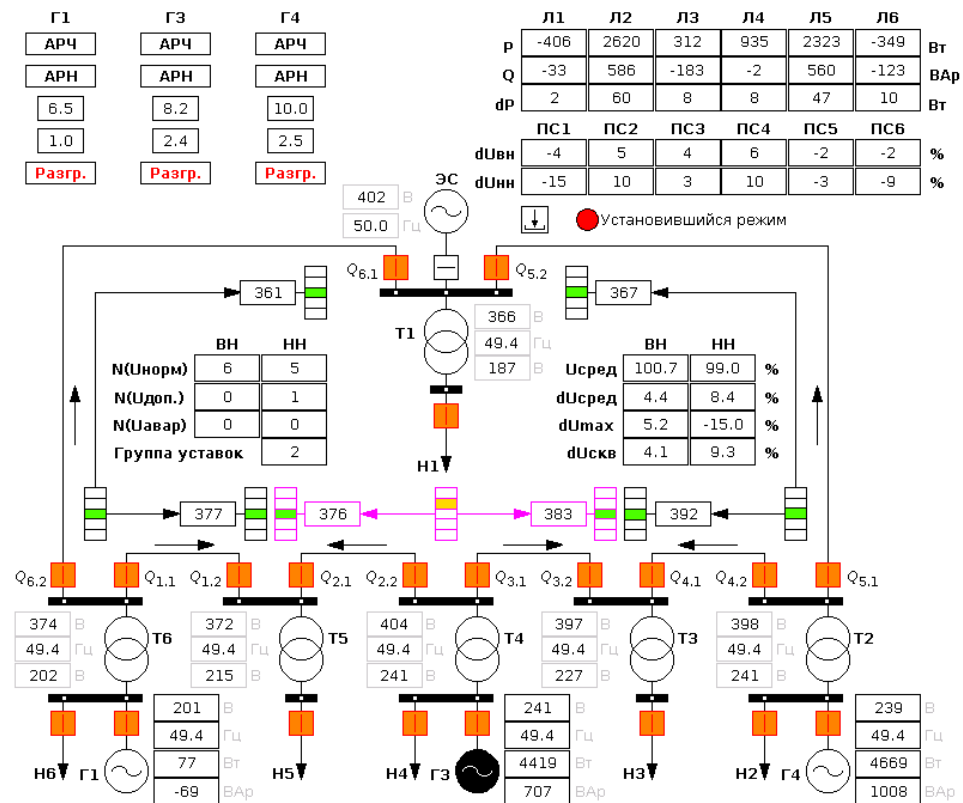


Рисунок Б.27 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 2, удержание $U_{\text{ср.взвеш}}$ в полосе $[0.95U_{\text{ном}}; 1.05U_{\text{ном}}]$

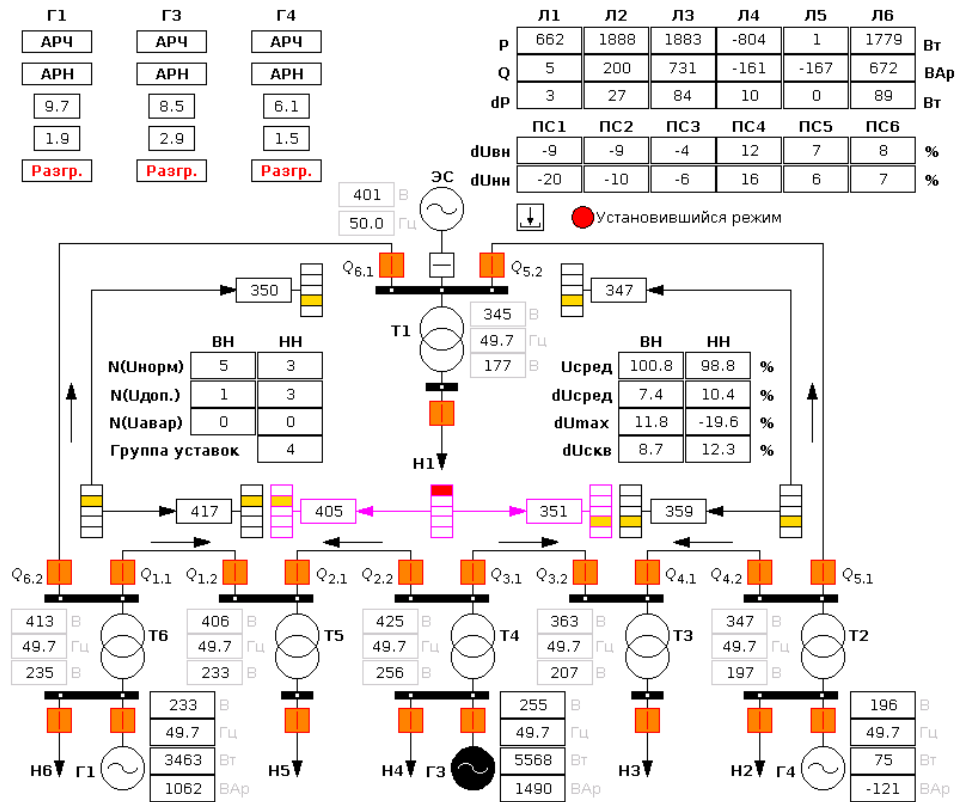


Рисунок Б.28 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

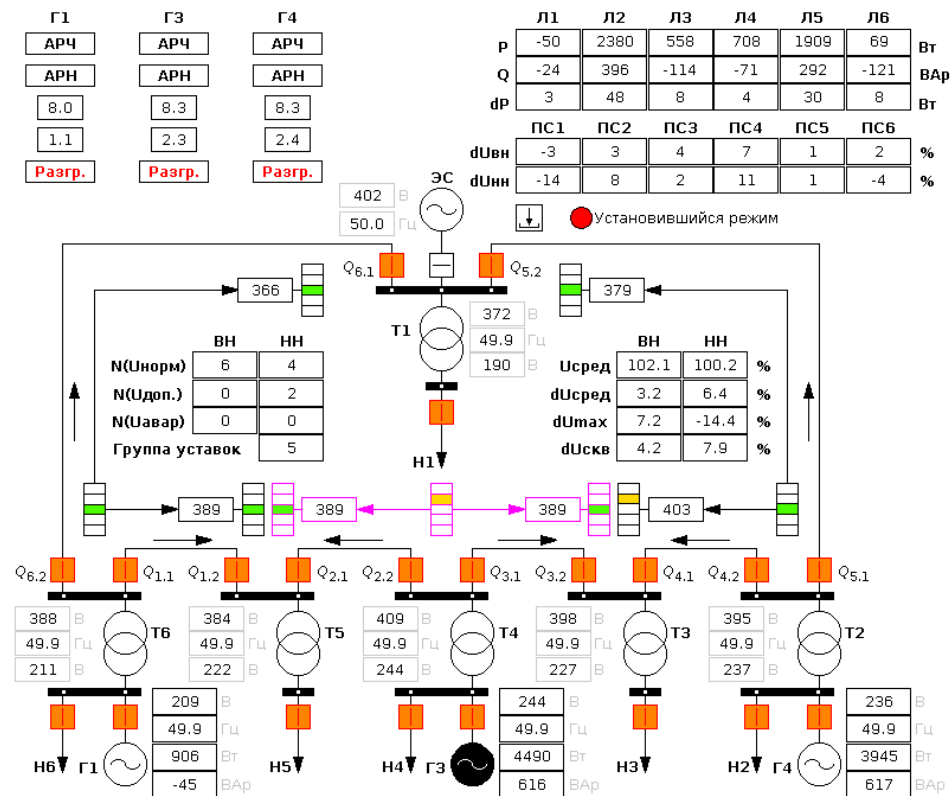
Режим 4, удержание $U_{\text{ср.взвеш}}$ в полосе $[0.95U_{\text{ном}}; 1.05U_{\text{ном}}]$ 

Рисунок Б.29 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 5, удержание $U_{\text{ср.взвеш}}$ в полосе $[0.95U_{\text{ном}}; 1.05U_{\text{ном}}]$

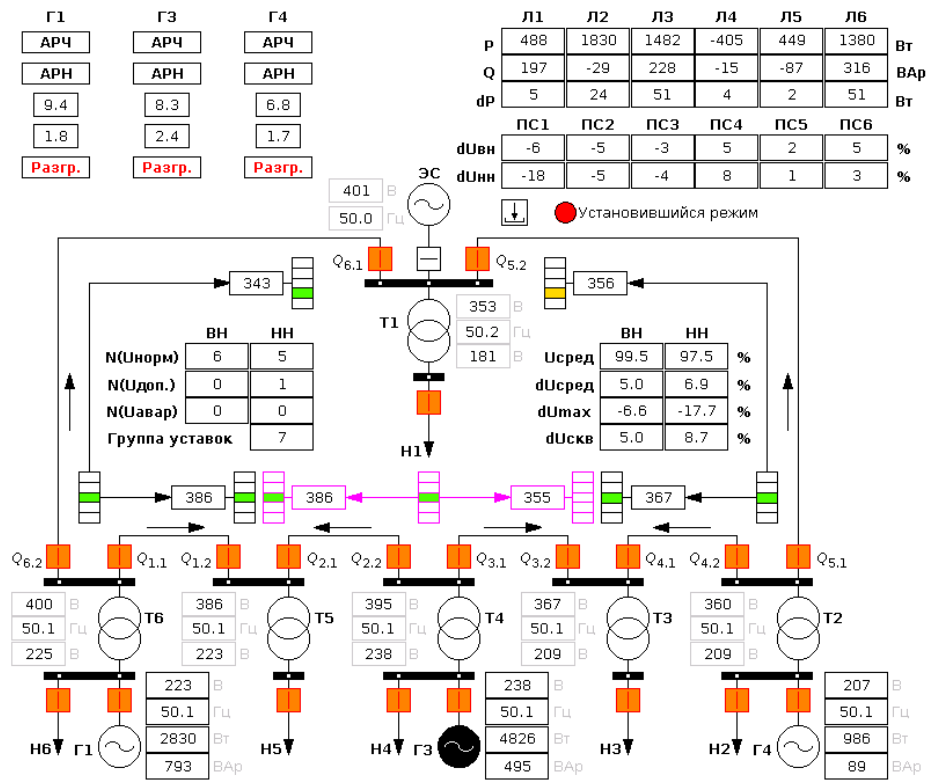


Рисунок Б.30 – Снимок окна наблюдения за режимом сети

Режим 7, удержание $U_{\text{ср.взвеш}}$ в полосе $[0.95U_{\text{НОМ}}; 1.05U_{\text{НОМ}}]$

ПРИЛОЖЕНИЕ В МОНТАЖНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И АЛГОРИТМЫ

ПРОТОТИПА АГЕНТА СЕТЕВОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ НА БАЗЕ RAPTOR-X86

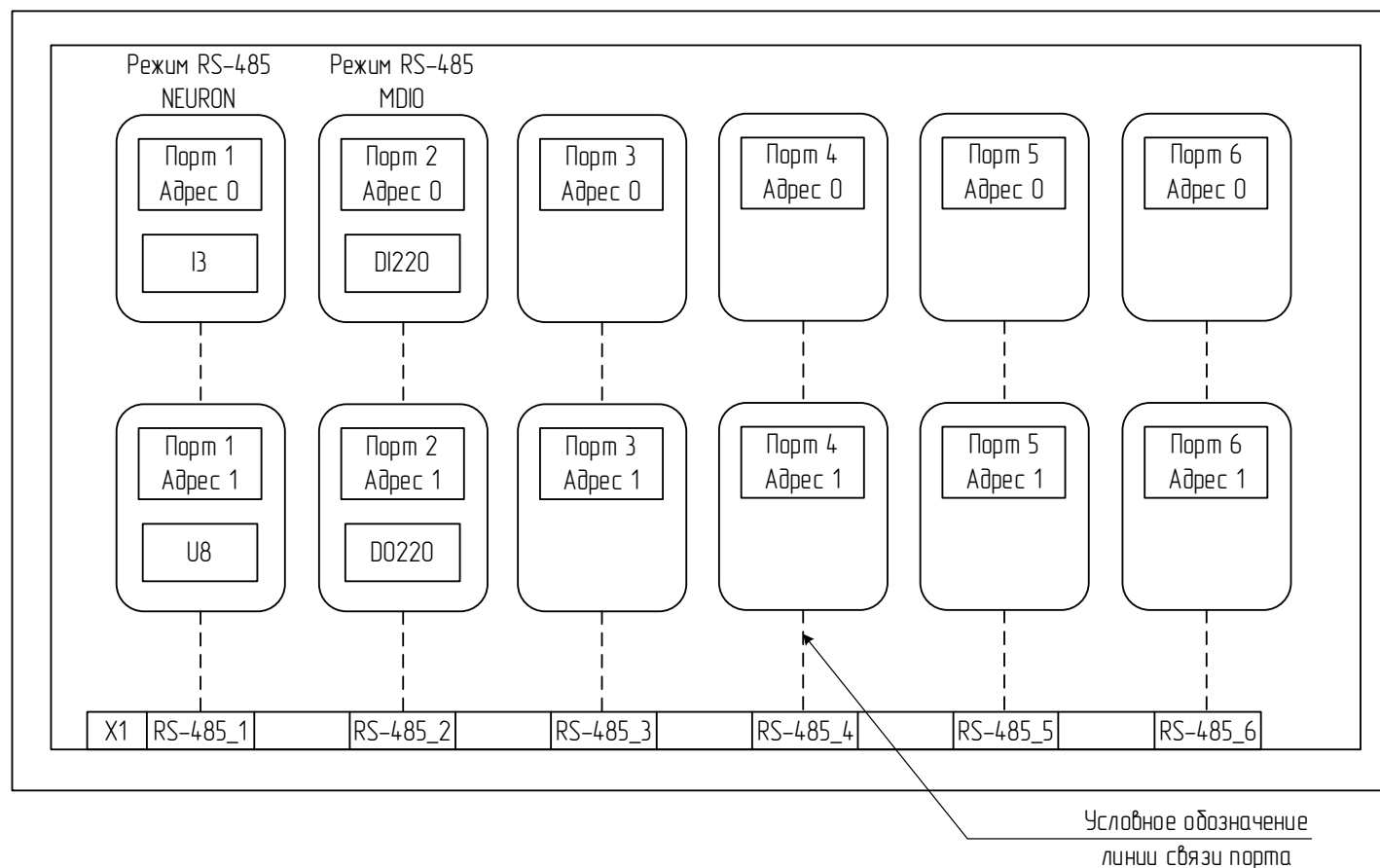


Рисунок В.1 – Внешний вид задней панели процессорного блока. Подключение периферийных устройств REXT-xxx

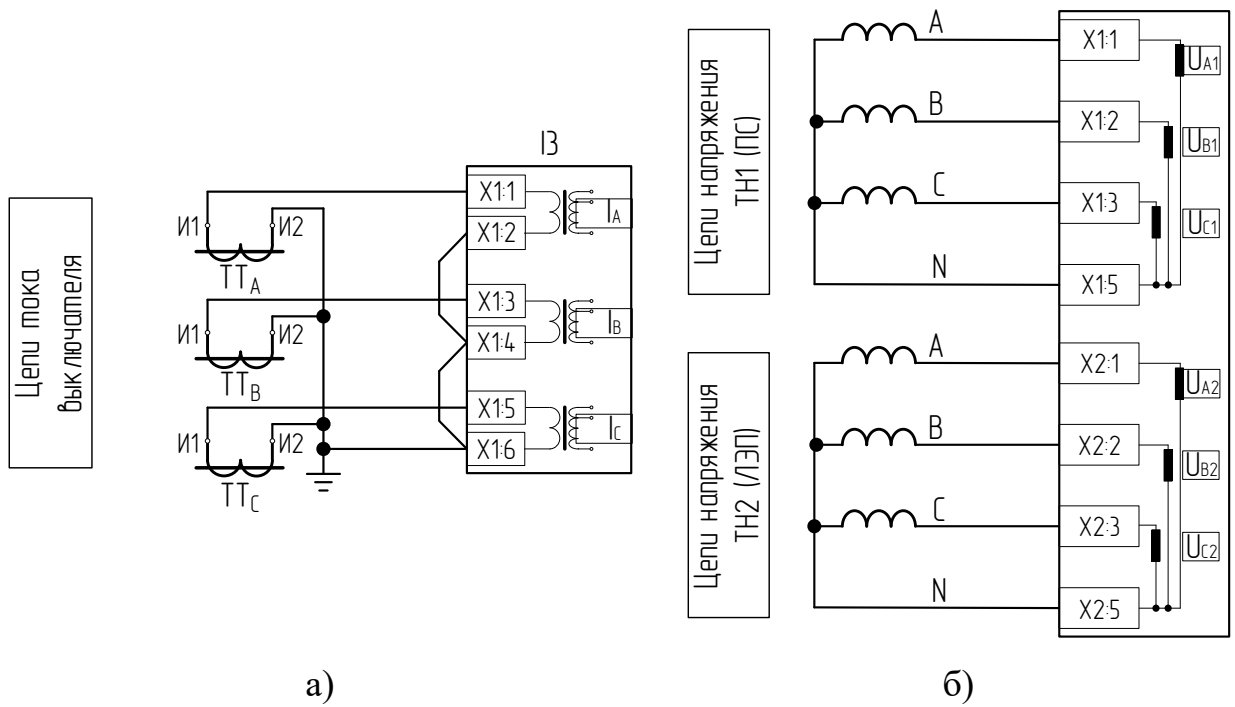


Рисунок В.2 – Измерительные цепи тока (а) и цепи напряжения

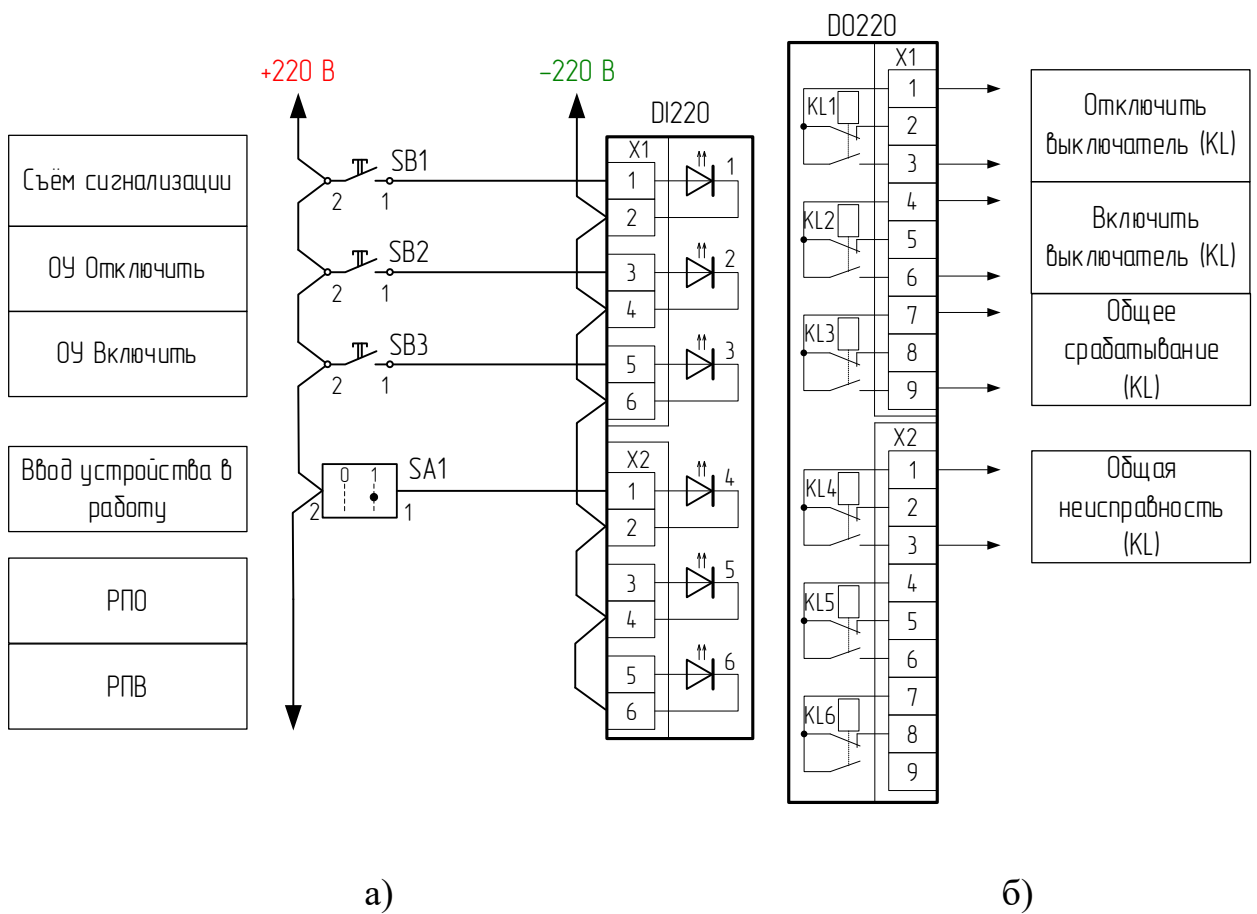


Рисунок В.3 – Цепи входных (а) и выходных (б) дискретных сигналов

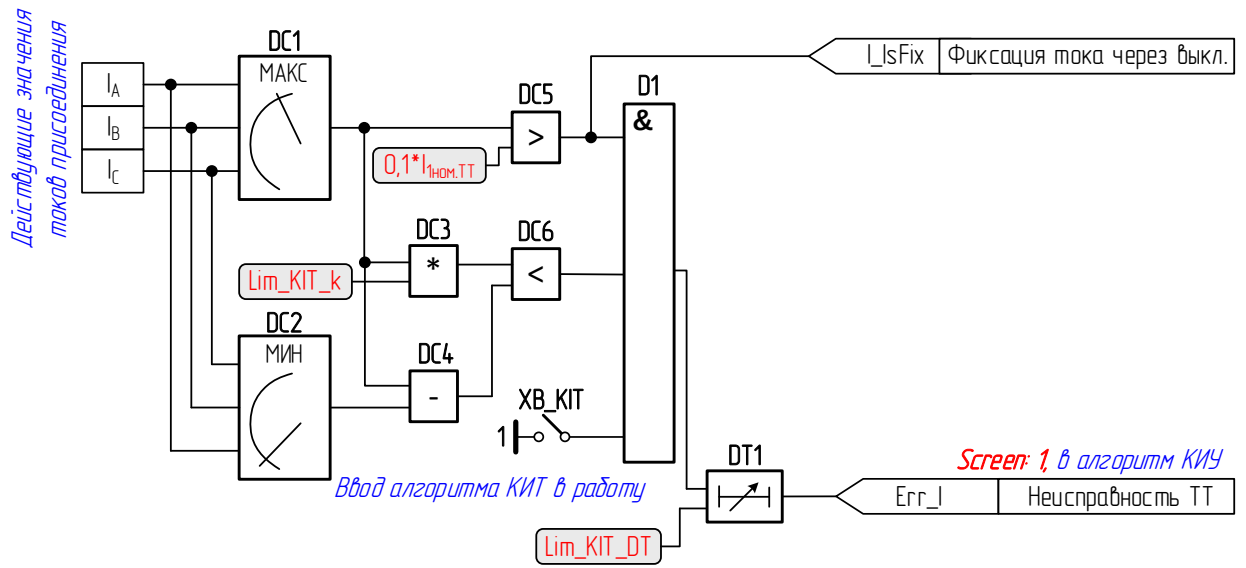


Рисунок В.4 – Алгоритм фиксации неисправности цепей тока (КИТ)

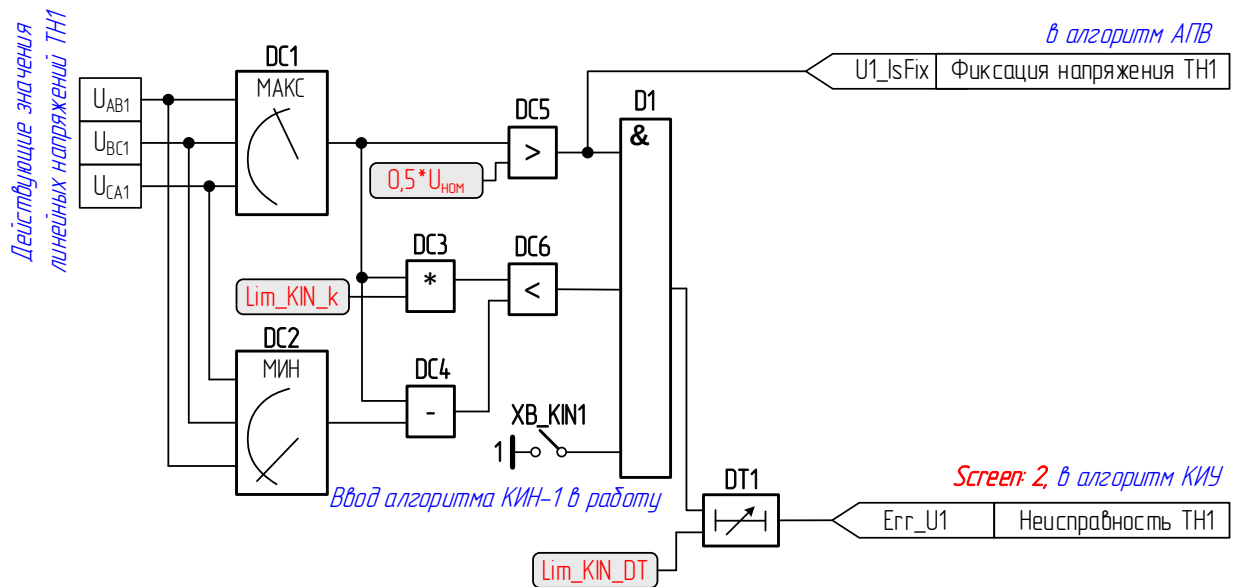


Рисунок В.5 – Алгоритм фиксации неисправности
цепей напряжения ТН1 ПС (КИН-1)

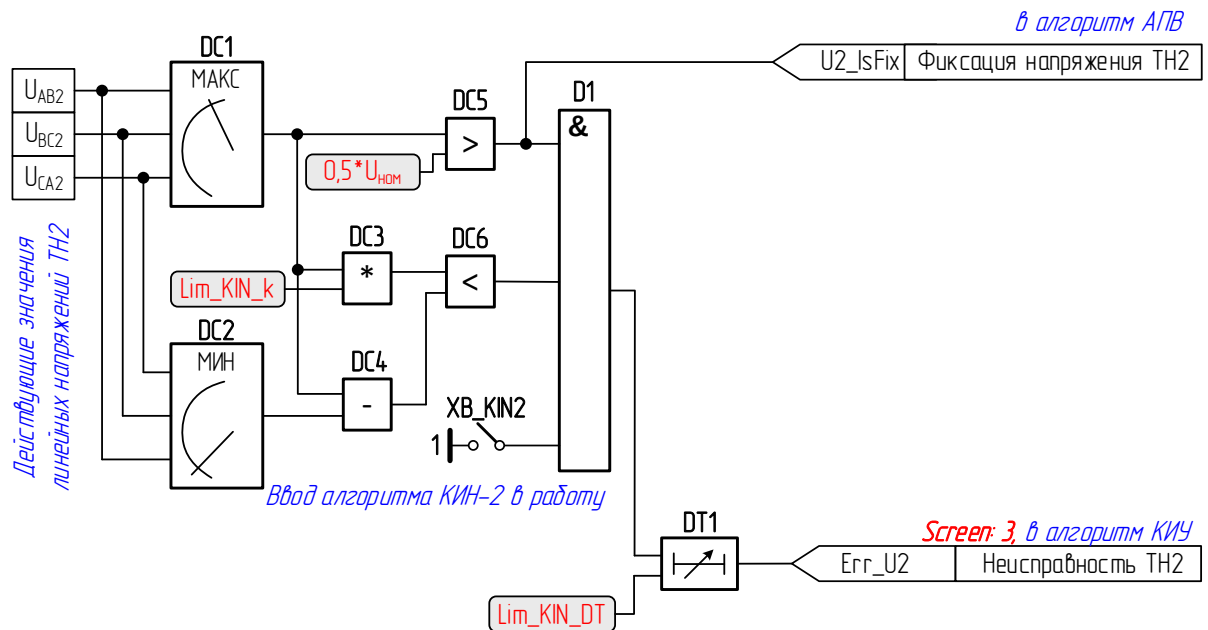


Рисунок В.6 – Алгоритм фиксации неисправности цепей напряжения TH2 ВЛ (КИН-2)

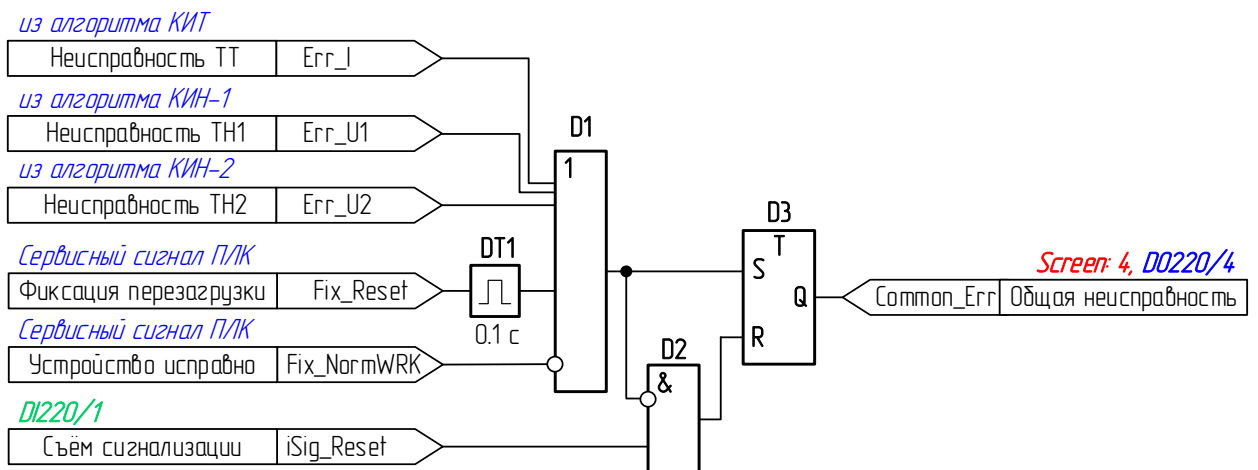


Рисунок В.7 – Алгоритм контроля исправности устройства

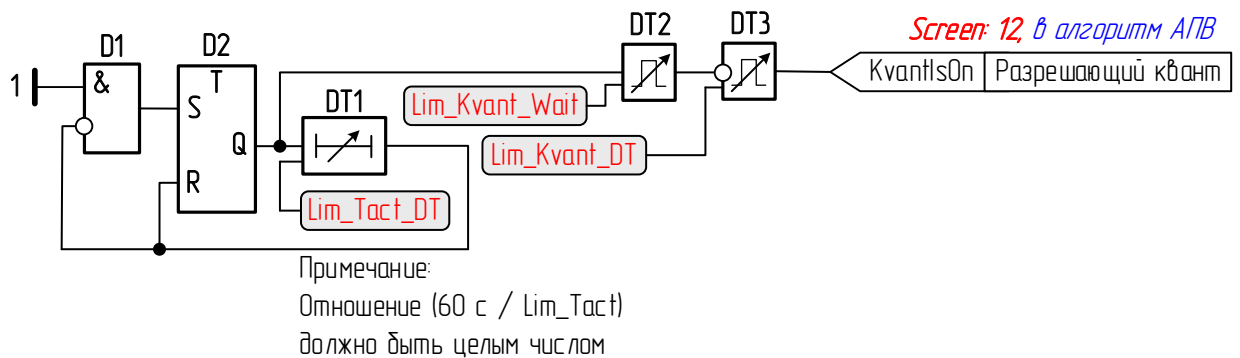


Рисунок В.8 – Алгоритм фиксации разрешающего кванта (ФРК)

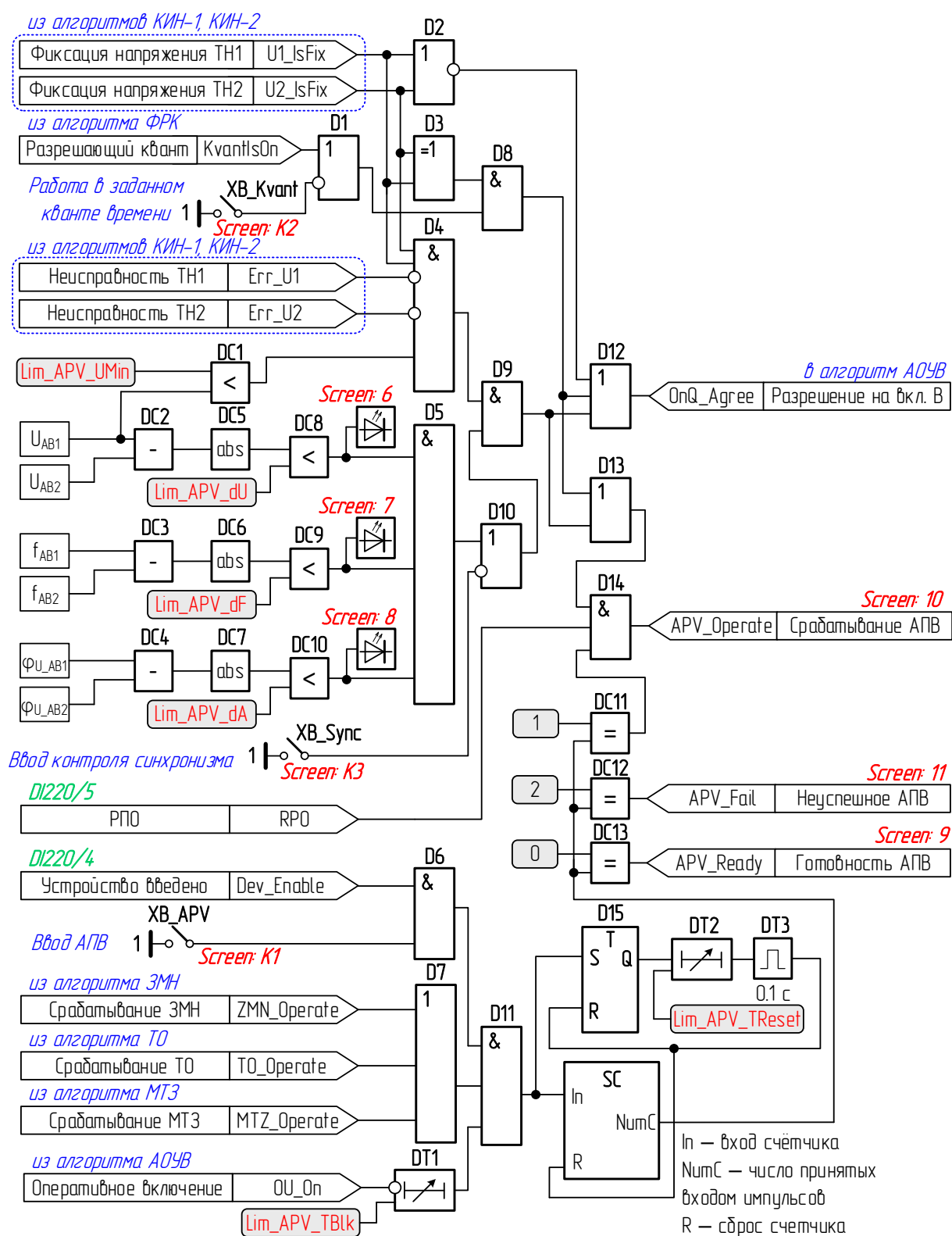


Рисунок В.9 – Алгоритм автоматического повторного включения (АПВ)

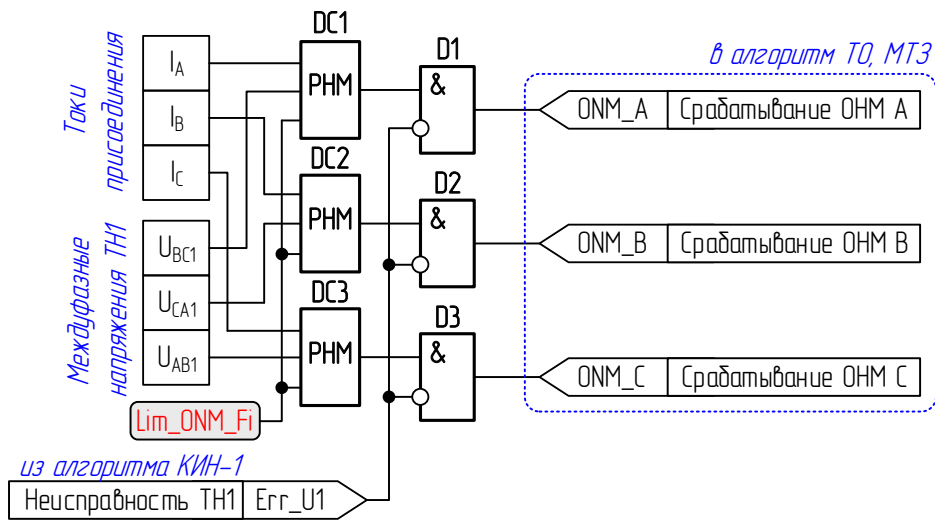


Рисунок В.10 – Алгоритм органа направления мощности (ОНМ)

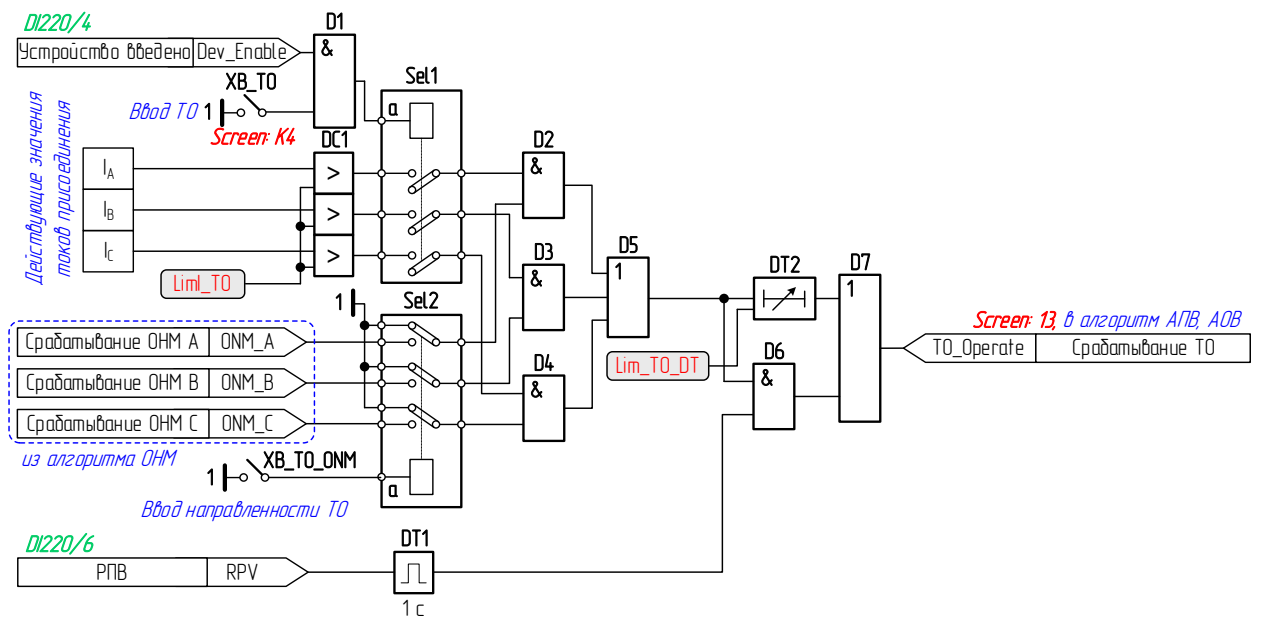


Рисунок В.11 – Алгоритм токовой отсечки (ТО)

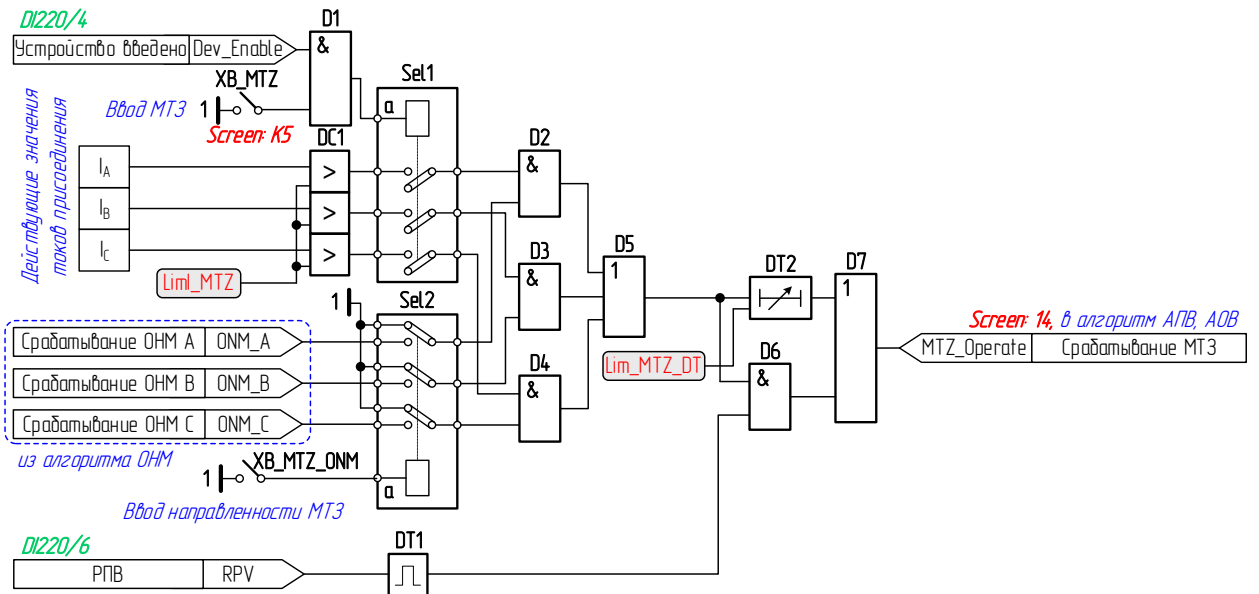


Рисунок В.12 – Алгоритм максимальной токовой защиты (МТЗ)

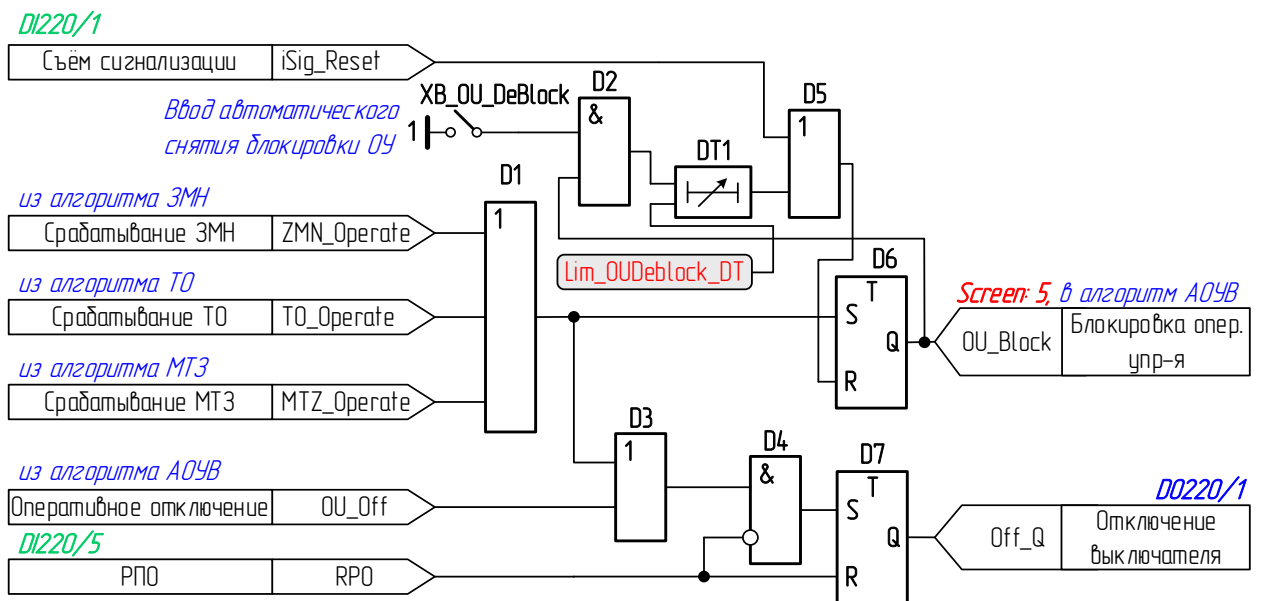


Рисунок В.13 – Алгоритм отключения выключателя (АОВ)

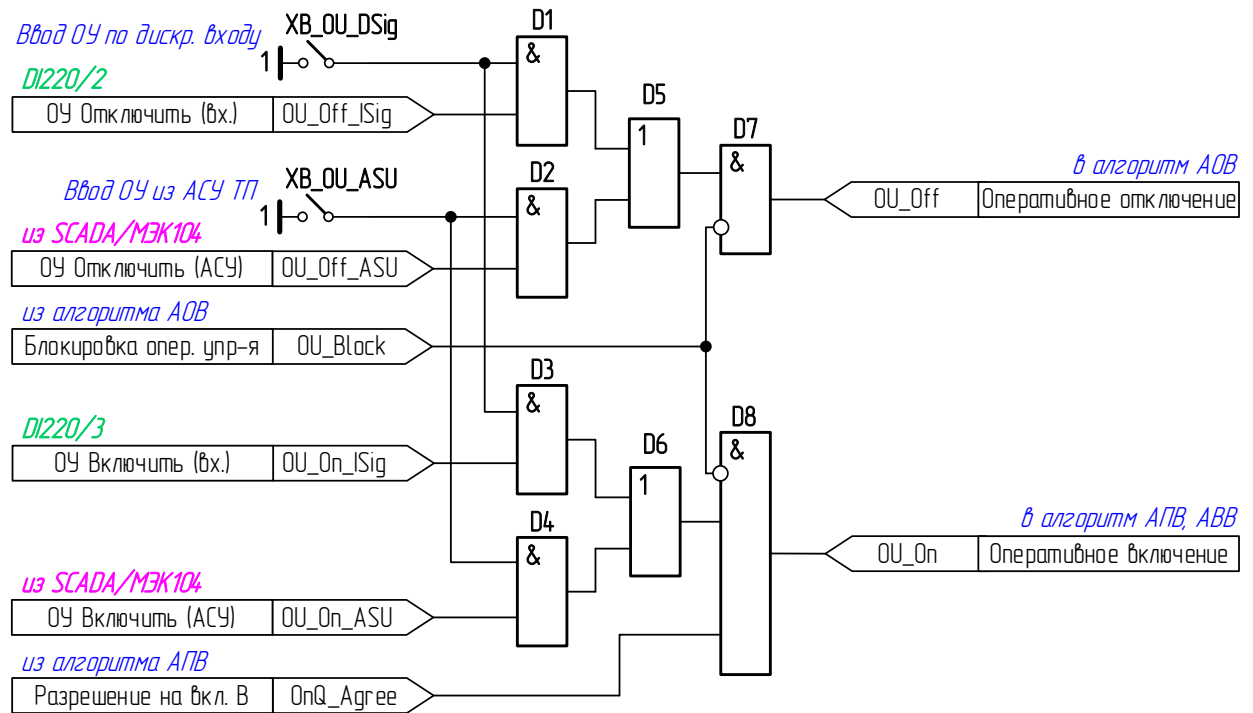


Рисунок В.14 – Алгоритм оперативного управления выключателя (АОУВ)

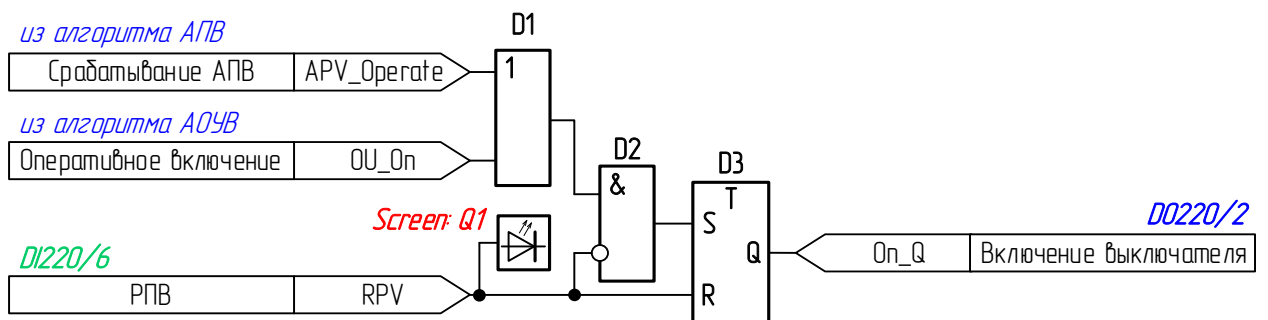


Рисунок В.15 – Алгоритм включения выключателя (АВВ)

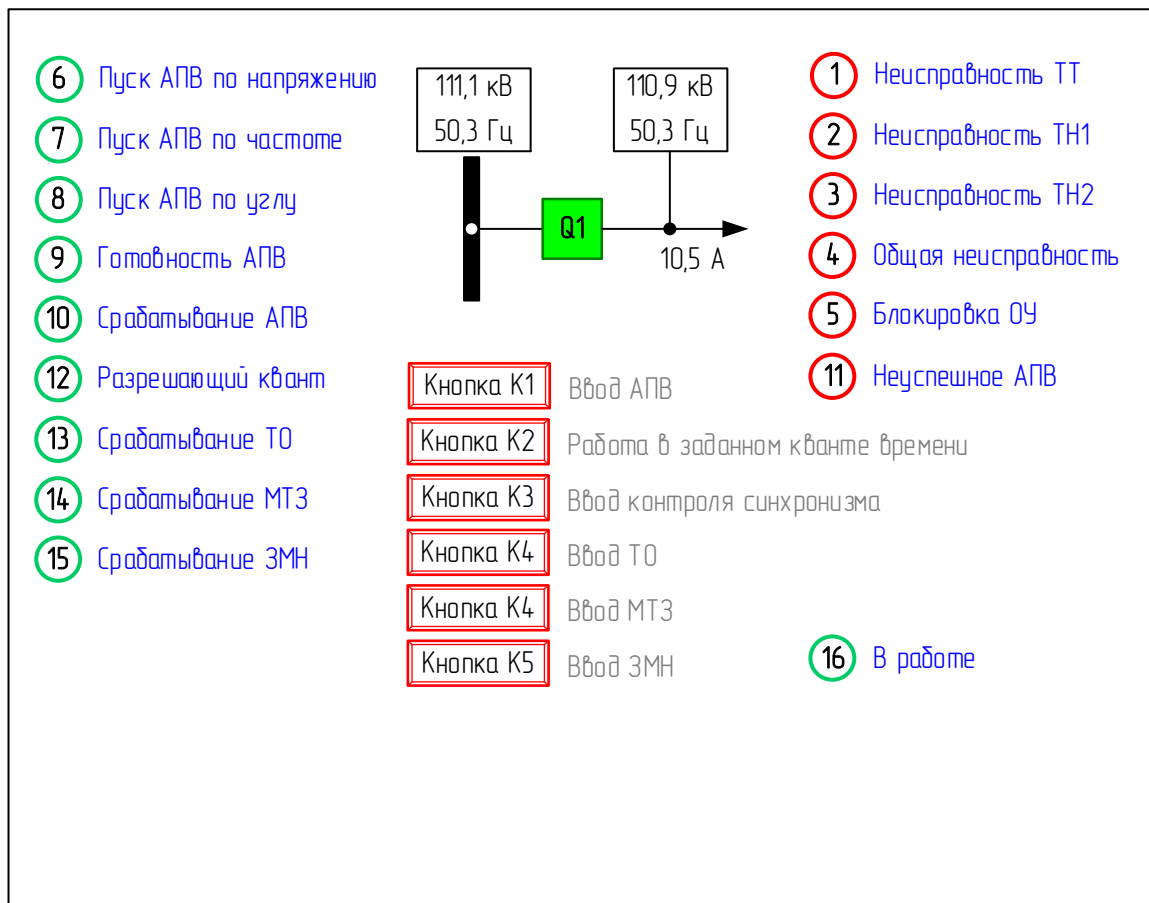


Рисунок В.16 – Отображаемые параметры экрана (Screen)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г РЕЗУЛЬТАТЫ ОТДЕЛЬНЫХ ЭТАПОВ КОМПЛЕКСНЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО МУЛЬТИАГЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Комплексное режимное управление ТИЛИЭС в острове

Исходное состояние

Выбрана кольцевая схема. Генераторы ЛИЭС включены, ТИЛИЭС собрана (для осуществления сборки агенты синхронизации, экспресс отключения и сетевых выключателей введены в работу). Агенты РН РС и АРЧМ введены. Т.к. при сборке сети без внешней нагрузки напряжение АРЭС находится в коридоре допустимых значений, то агенты АРЧМ станцию, ведущую по частоте, не назначили. Исходное состояние схемы сети представлено на рисунке Г.1.

Режим (исходный)

Агентами РН РС напряжение на шинах ЛИЭС и в узлах нагрузки поддерживается на уровне $220\text{ В} \pm 5\%$. Частота в ТИЛИЭС – 50.1 Гц. Агенты АРЧМ зафиксировали «нормальный режим» ЭС. Режимные параметры в исходном состоянии представлены на рисунке Г.2.

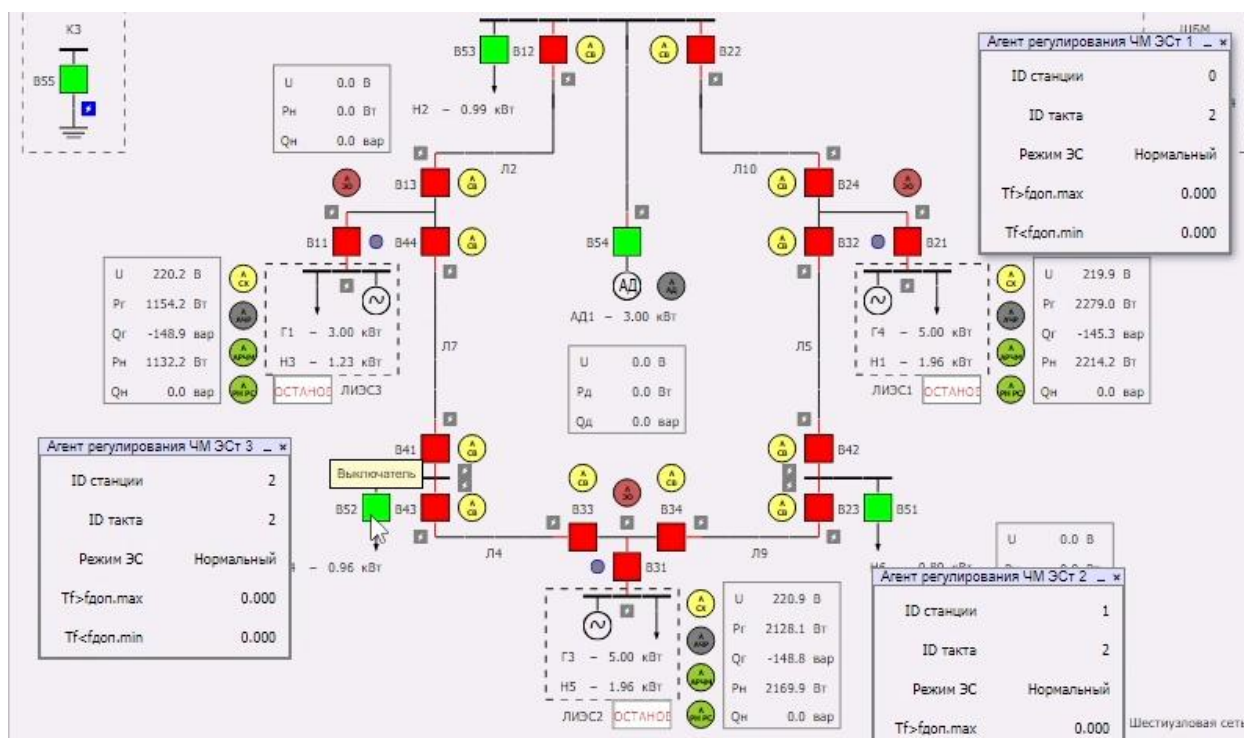


Рисунок Г.1 – Исходное коммутационное состояние схемы ТИЛИЭС

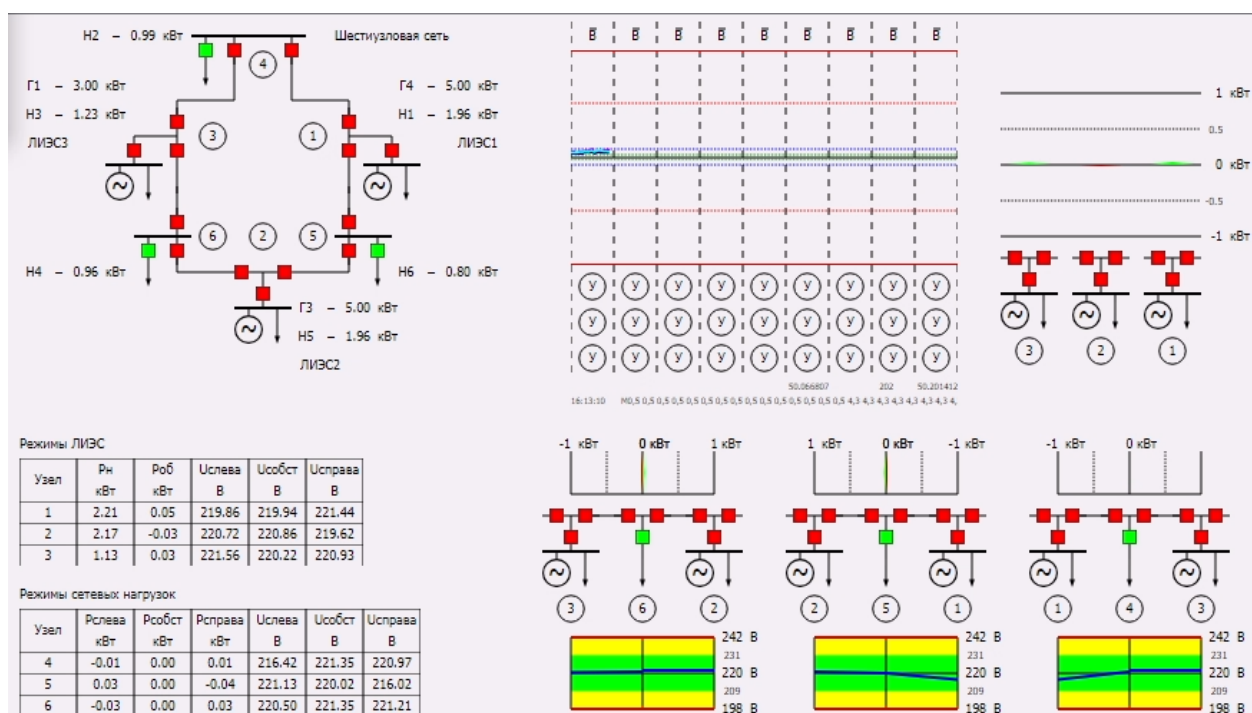


Рисунок Г.2 – Исходный режим ТИЛИЭС при комплексных режимных
испытаниях

Процесс

1 этап – включается нагрузка Н4 (1 кВт). Под действием ОПРЧ частота устанавливается на уровне 49.4 Гц. В таком состоянии система находится 1 мин 14 сек, после чего агентами АРЧМ фиксируется «Дефицитный» режим ЭС. Для осуществления вторичного регулирования самоназначается станция ЛИЭС3. Остальные станции начинают коррекцию уставки по мощности на увеличение (рис. Г.3).

2 этап – через 30 секунд частота приблизилась к коридору 50 ± 0.3 Гц, окончился 1 такт, следовательно, право осуществлять вторичное регулирование передано ЛИЭС1 (рис. Г.4).

3 этап – ЛИЭС1 справилась с вводом частоты в заданный коридор и через 1 мин Агентами АРЧМ фиксируется «нормальный» режим ЭС. Агенты РН РС удерживают напряжение в узлах сети в коридоре 220 В $\pm 5\%$ (рис. Г.5).

4 этап – низкочастотные колебания активной мощности, фиксируемые агентами СХ на ЛИЭС1, выводят из работы её станции вторичное регулирование. Включается нагрузка Н6 (500 Вт). Под действием ОПРЧ

частота устанавливается на уровне 49.37 Гц. В таком состоянии система находится 1 мин 4 сек, после чего агентами РЧ фиксируется «Дефицитный» режим ЭС. Для осуществления вторичного регулирования самоназначается станция ЛИЭС3. Остальные станции начинают коррекцию уставки по мощности на увеличение (рис. Г.6).

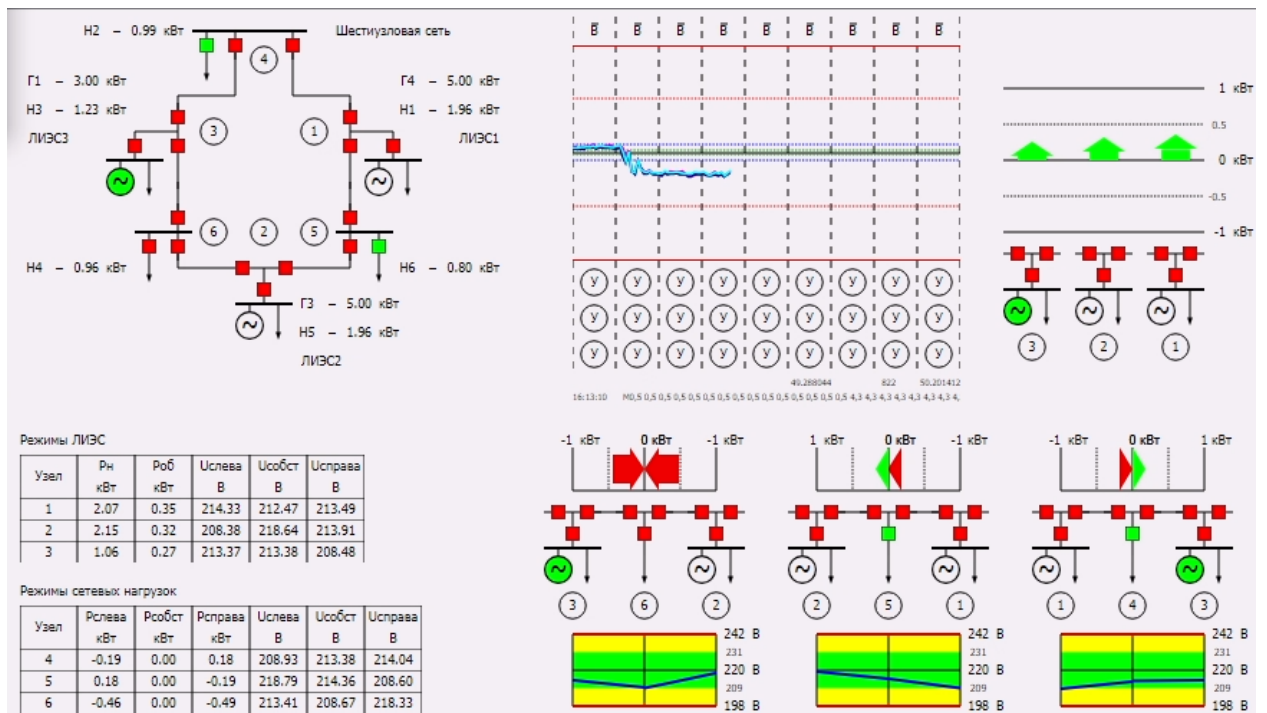


Рисунок Г.3 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 1)

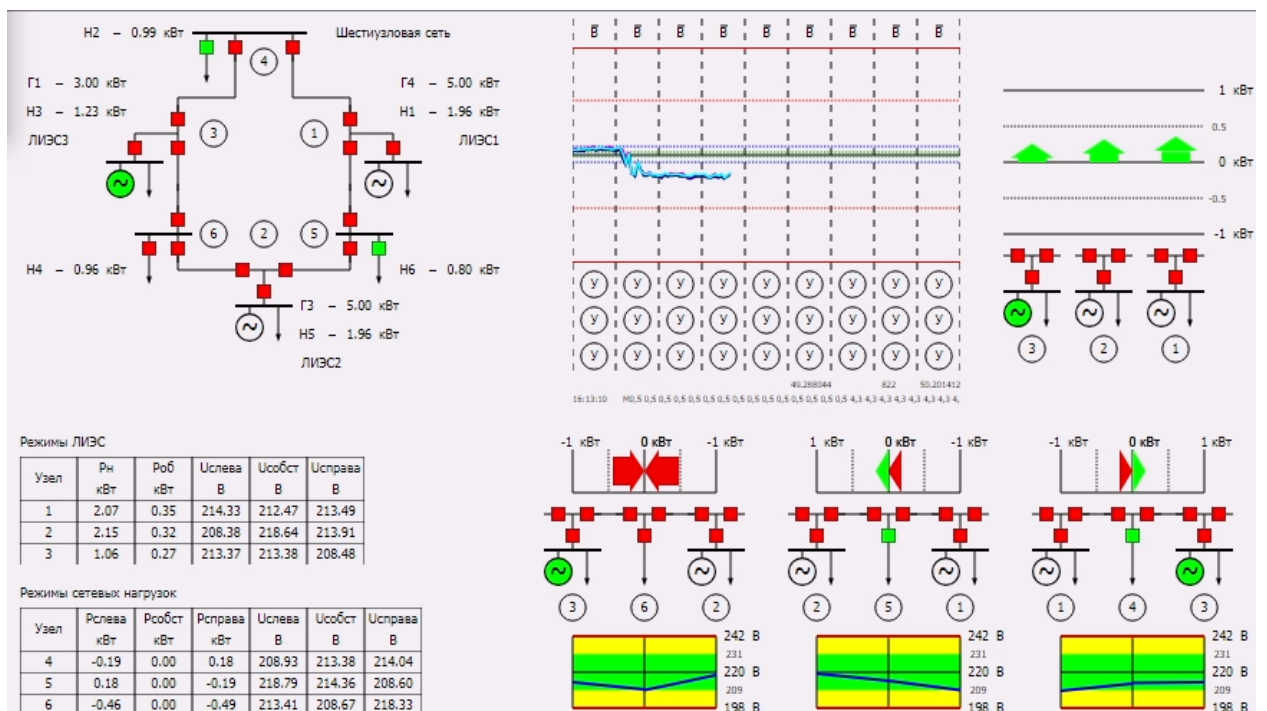


Рисунок Г.4 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 2)

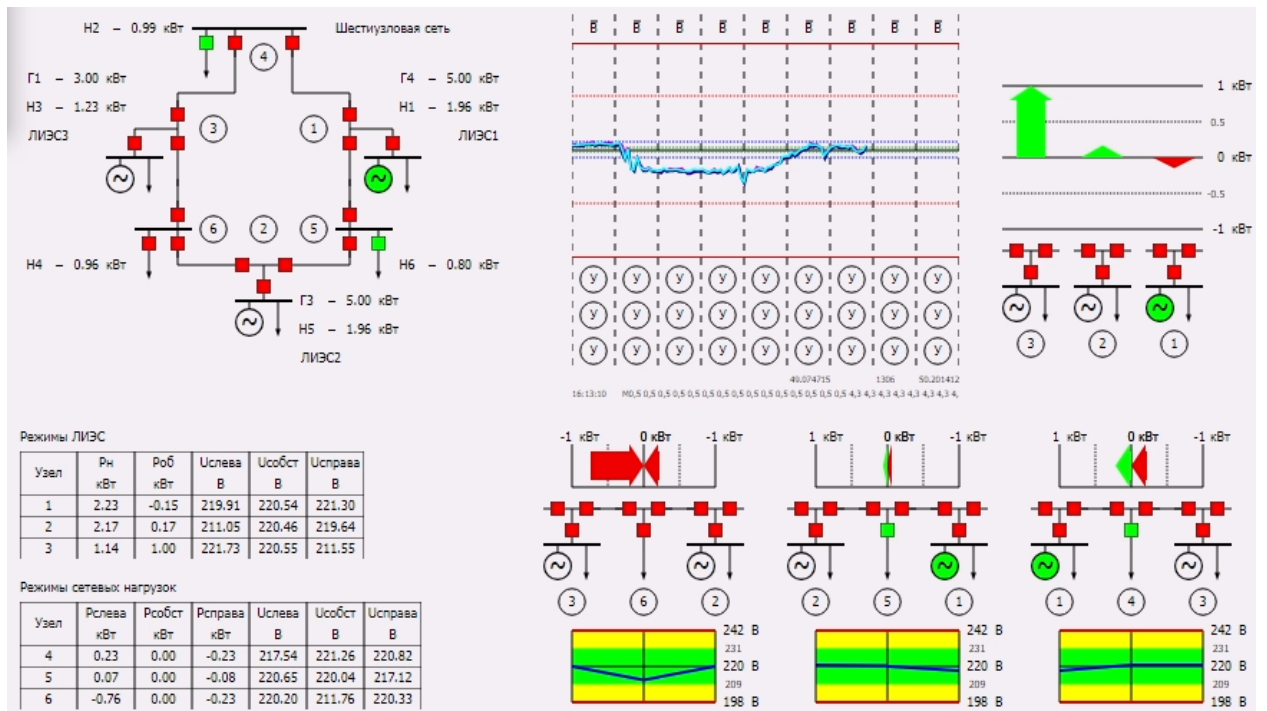


Рисунок Г.5 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 3)

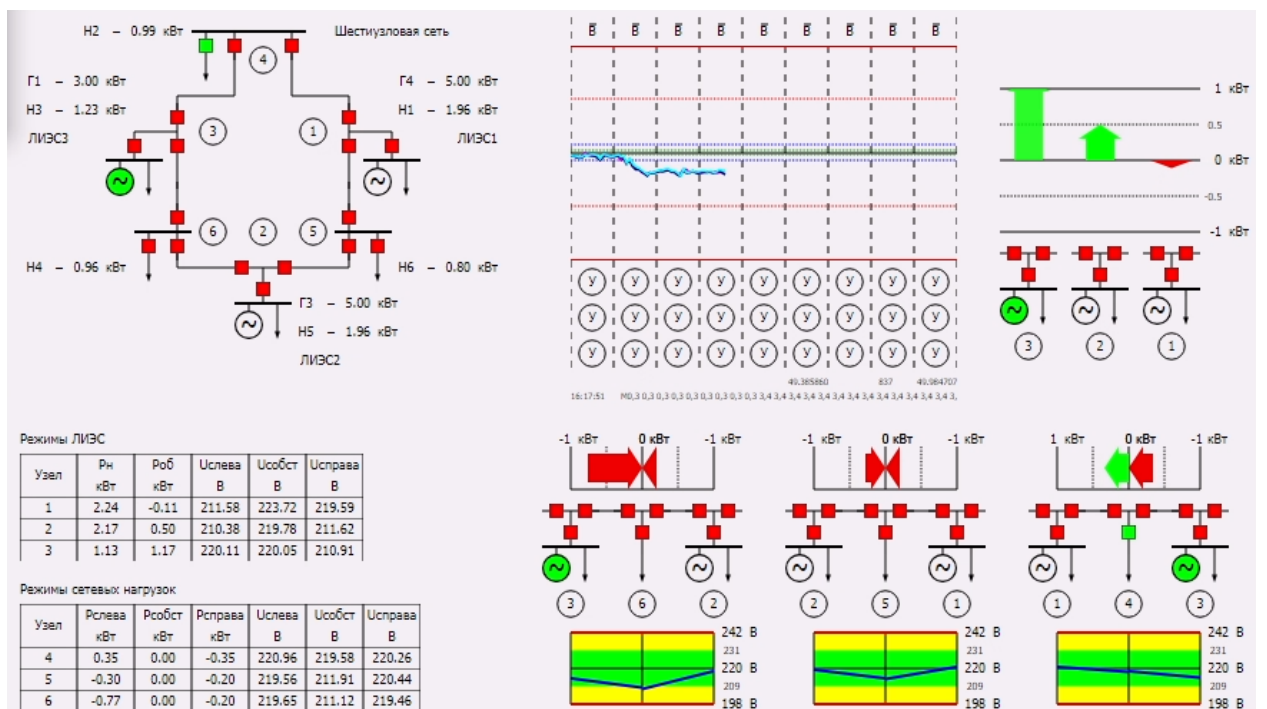


Рисунок Г.6 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 4)

5 этап – через 30 секунд частота приблизилась к коридору 50 ± 0.3 Гц, но не закрепились в нем, окончился 1 такт, следовательно, право осуществлять вторичное регулирование передано ЛИЭС1 (рис. Г.7).

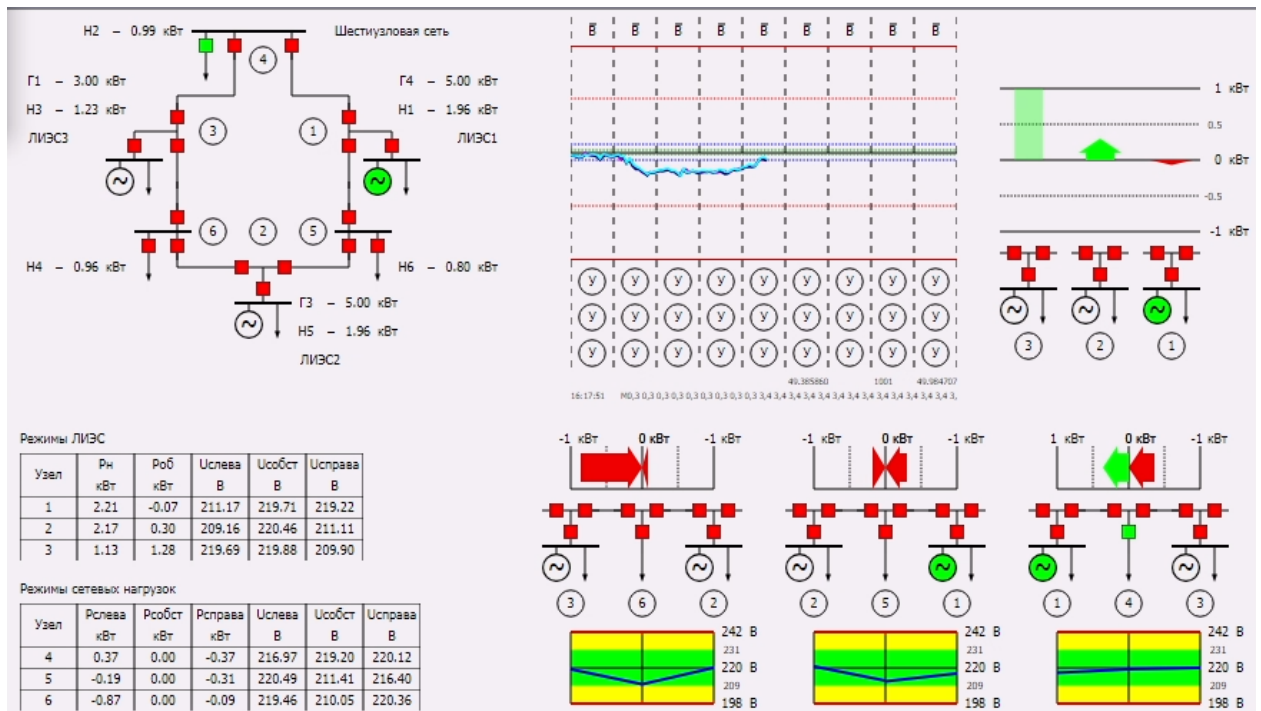


Рисунок Г.7 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 5)

Конечное состояние

Конфигурация сети соответствует ТИЛИЭС в исходном состоянии, сетевая нагрузка Н4 и Н6 (максимальное значение) включена (рис. Г.1).

Режим (конечный)

Частота находится в коридоре допустимых значений под действием вторичного регулирования станции ЛИЭС1, агенты РЧ бездействуют. Агентами РН напряжение на шинах ЛИЭС и в узлах нагрузки поддерживается на уровне $220 \text{ В} \pm 5\%$. Перетоки мощности в ЛИЭС в конечном режиме, график изменения частоты при переходе от исходного в конечный режим, а также конечные эпюры напряжений представлены на рисунке Г.8.

Временные характеристики

Общее время перехода от исходного к конечному режиму – 8 мин 30 сек.

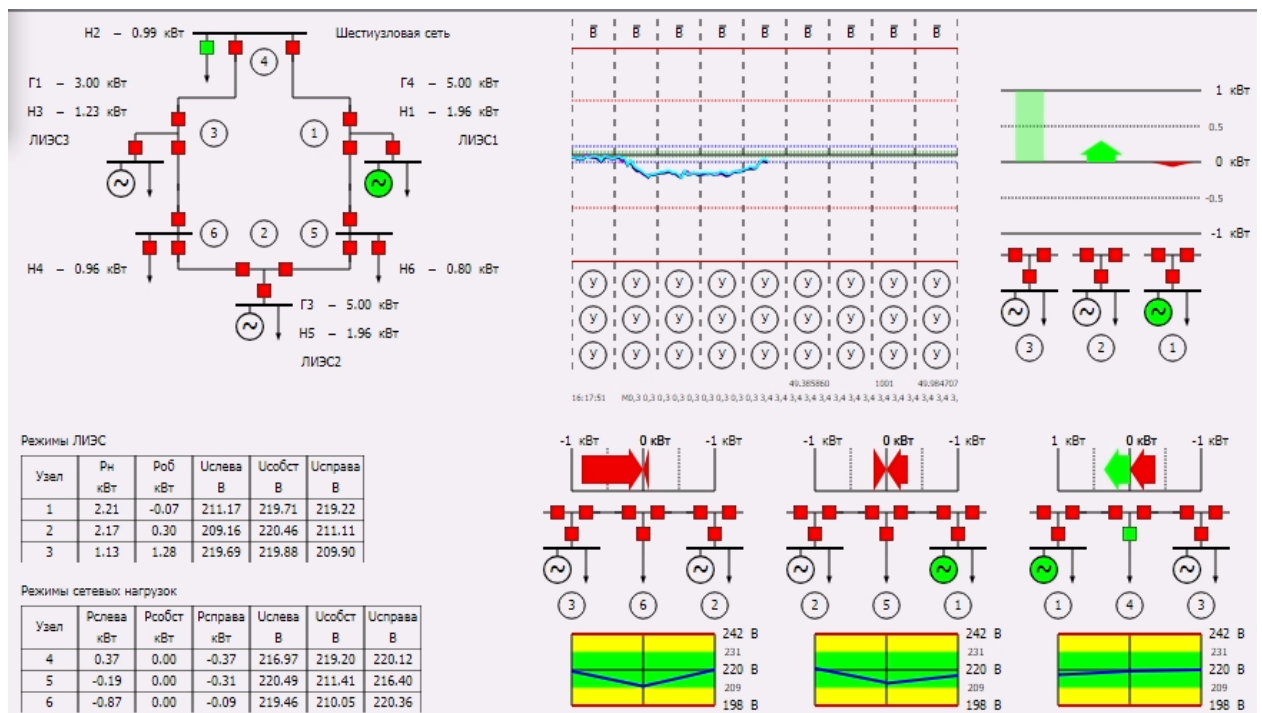


Рисунок Г.8 – Конечный режим ТИЛИЭС

Комплексное режимное и противоаварийное управление ТИЛИЭС с автовосстановлением в режиме острова

Исходное состояние

Выбрана кольцевая схема. Генераторы включены и работают внутри ЛИЭС, ТИЛИЭС разобрана, Агенты СВ, АРЧМ, РН РС, СХ вводятся в работу. ШБМ отключена. Вся нагрузка отключена, кроме нагрузки внутри ЛИЭС. 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 коридор допустимых значений. Время включения Н2, Н6 и Н4 – 10, 20 и 30 сек соответственно. Исходное состояние схемы сети представлено на рисунке Г.9.

Режим (исходный)

ТИЛИЭС обесточена, напряжение/частота на шинах всех ЛИЭС находится вблизи 220 В/50 Гц. Перетоки мощности, напряжения в узлах и частота в ЛИЭС в исходном режиме представлены на рисунке Г.10.

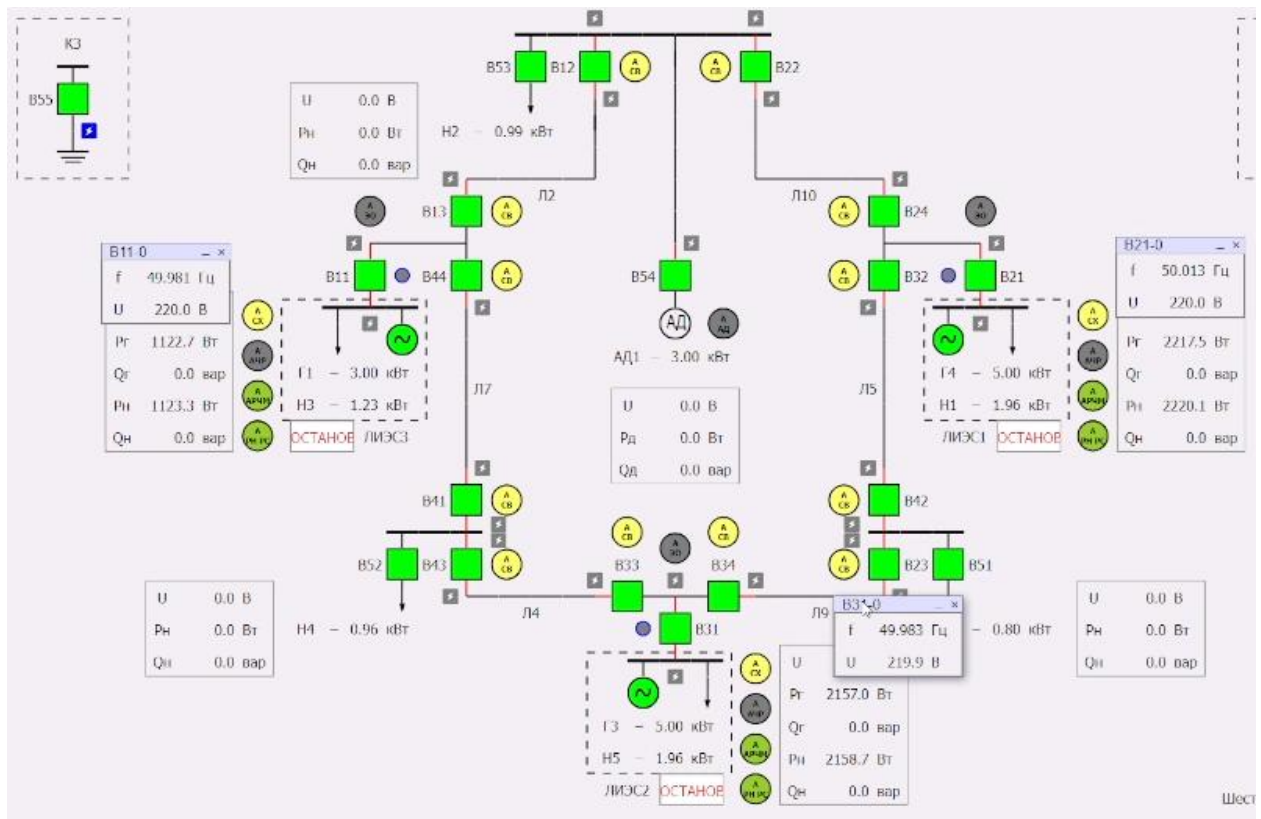


Рисунок Г.9 – Исходное коммутационное состояние схемы ТИЛИЭС

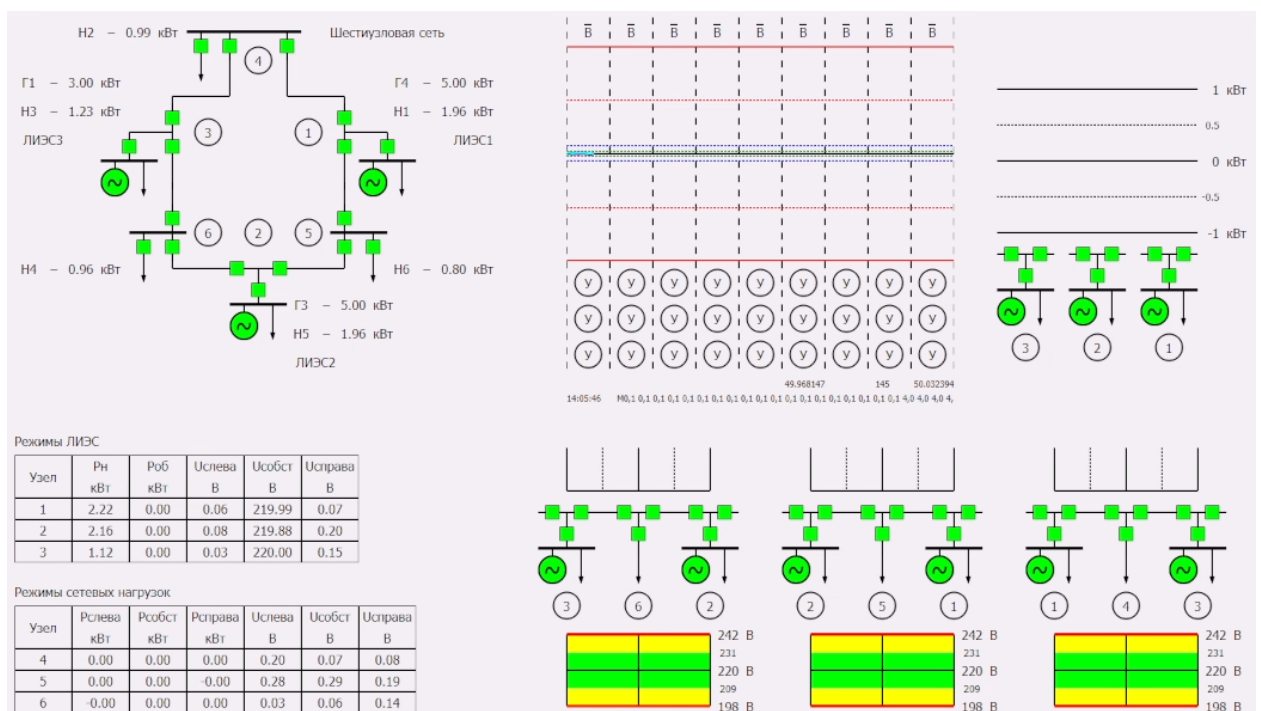


Рисунок Г.10 – Исходный режим ТИЛИЭС

Процесс

Вводятся агенты ЭО, тем самым разрешая ЛИЭС включаться на параллельную работу с внешней сетью. Начинается сборка сети.

1 этап – образование трёх активных районов в окрестности каждой ЛИЭС (рис. Г.11), длительность – 9 с.

2 этап – синхронизация ЛИЭС1 и ЛИЭС2 (рис. Г.12), 4 с.

3 этап – синхронное подключение к АРЭС ЛИЭСЗ и окончательная сборка кольцевой сети (рис. Г.13), 7 с. Длительность сборки сети без подключения нагрузки на промежуточных подстанциях составила 19 с.

4 этап – поочередное автоматическое включение нагрузок Н2 (0.5 кВт, +6 с от конца 3-го этапа), Н6 (0.25 кВт, +11 с) и Н4 (0.94 кВт, +19 с), соответственно. Колебания частоты от поочередного включения нагрузок приводят к тому, что агентами РЧ фиксируется режим «Без управления», и на станции ЛИЭС2 автоматически включается вторичное регулирование, т.к. текущий такт соответствует идентификатору станции ЛИЭС2 (рис. Г.14). Длительность – 20 с.

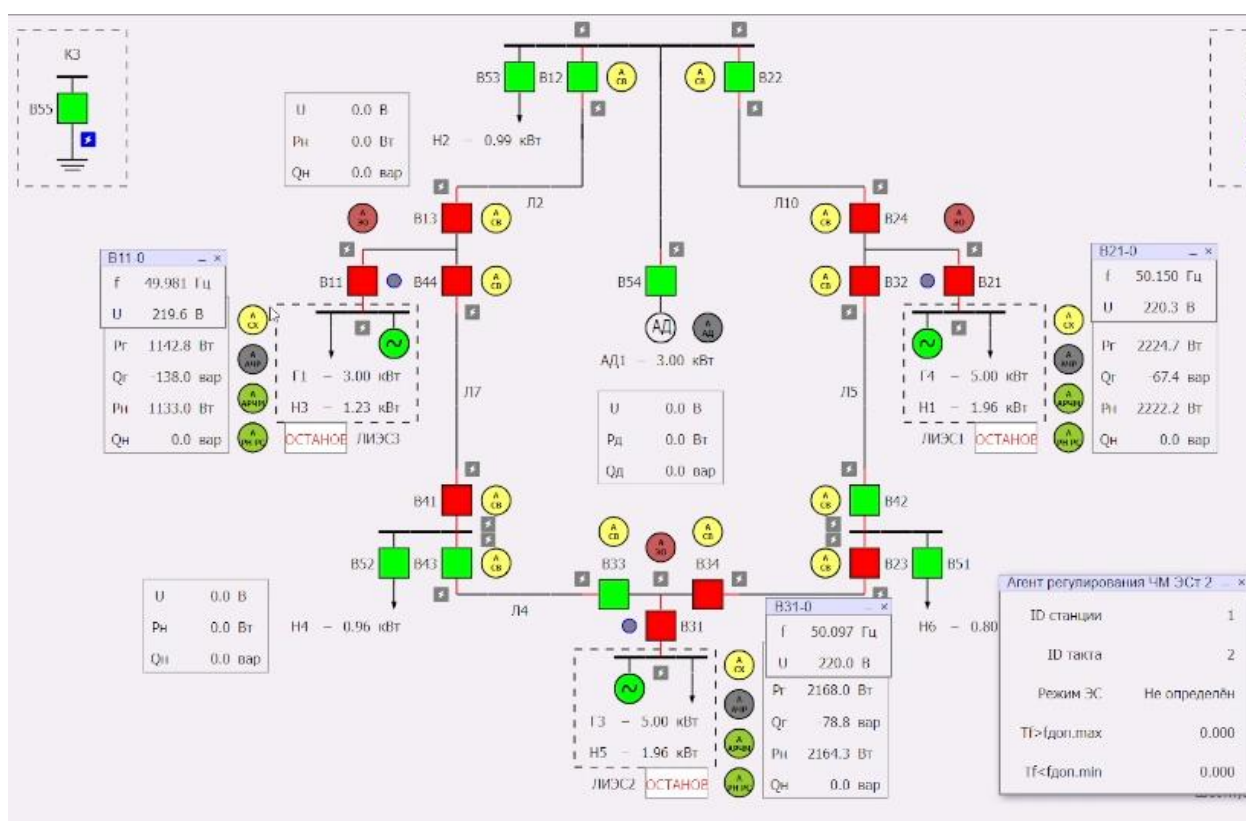


Рисунок Г.11 – Сборка ТИЛИЭС (этап 1)

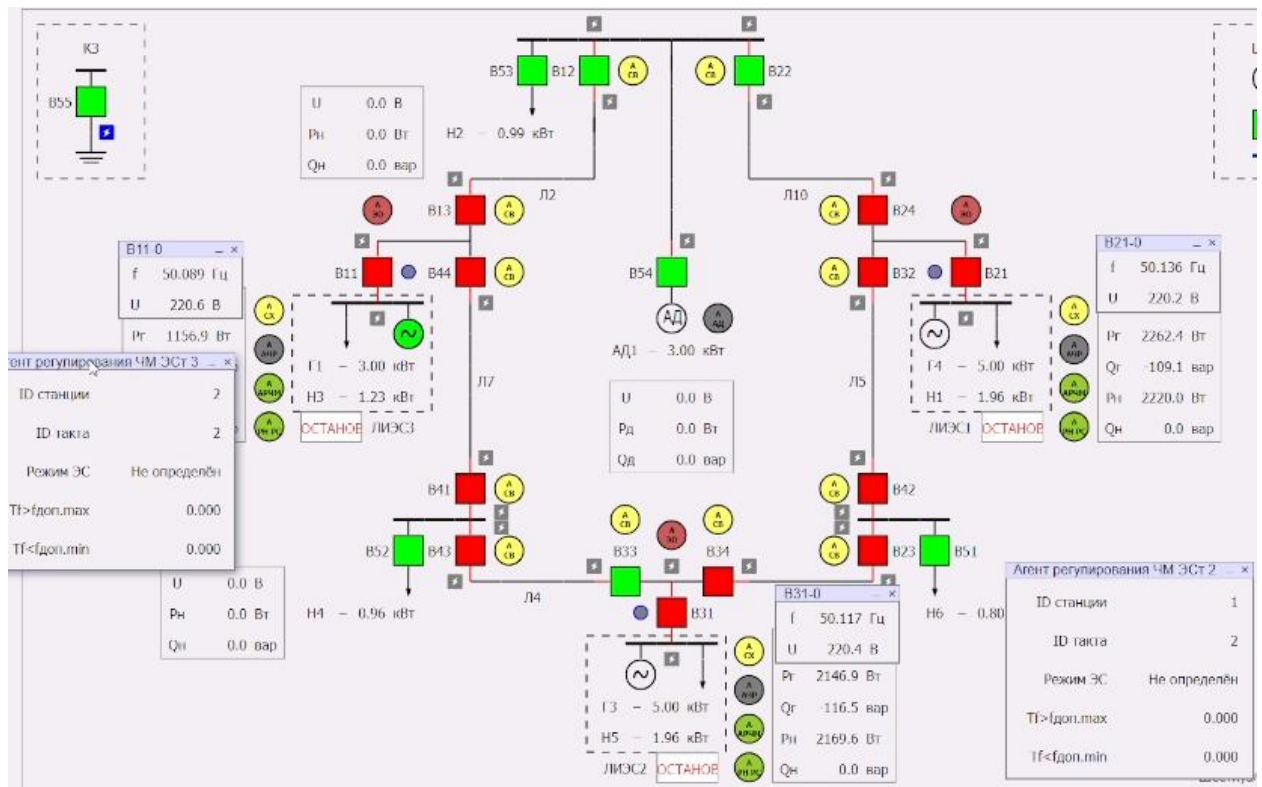


Рисунок Г.12 – Сборка ТИЛИЭС (этап 2)

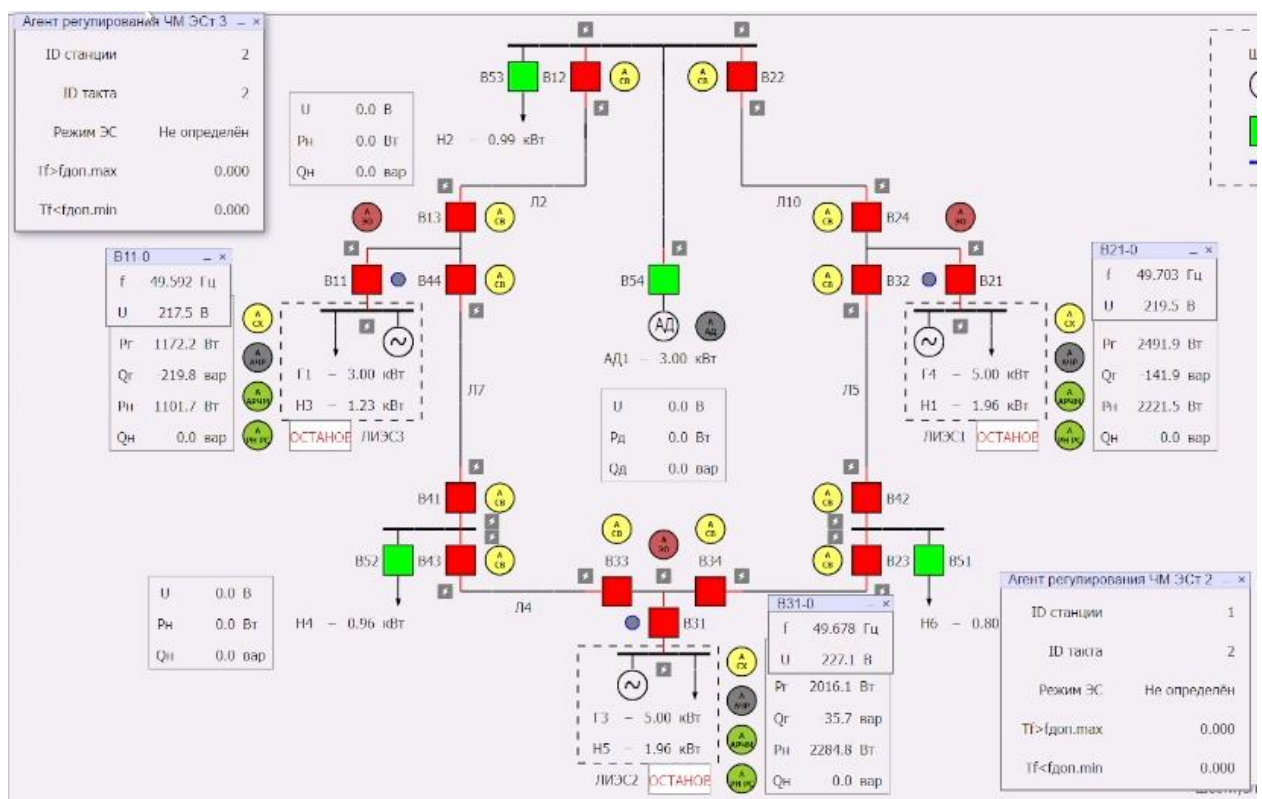


Рисунок Г.13 – Сборка ТИЛИЭС (этап 3)

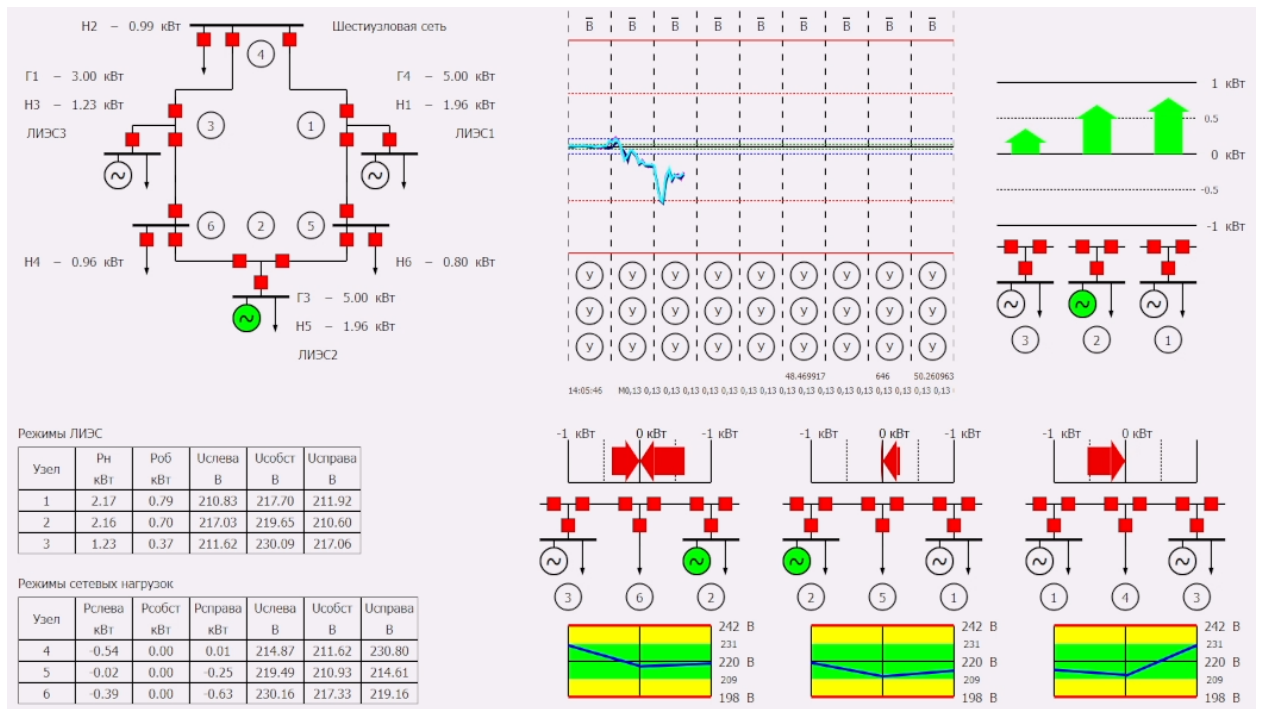


Рисунок Г.14 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 4)

5 этап – исчерпание резервов по выдаче мощности на ЛИЭЭС2, и происходит автоматическая передача управления вторичным регулированием на ЛИЭЭС3 (рис. Г.15), длительность – 30 с.

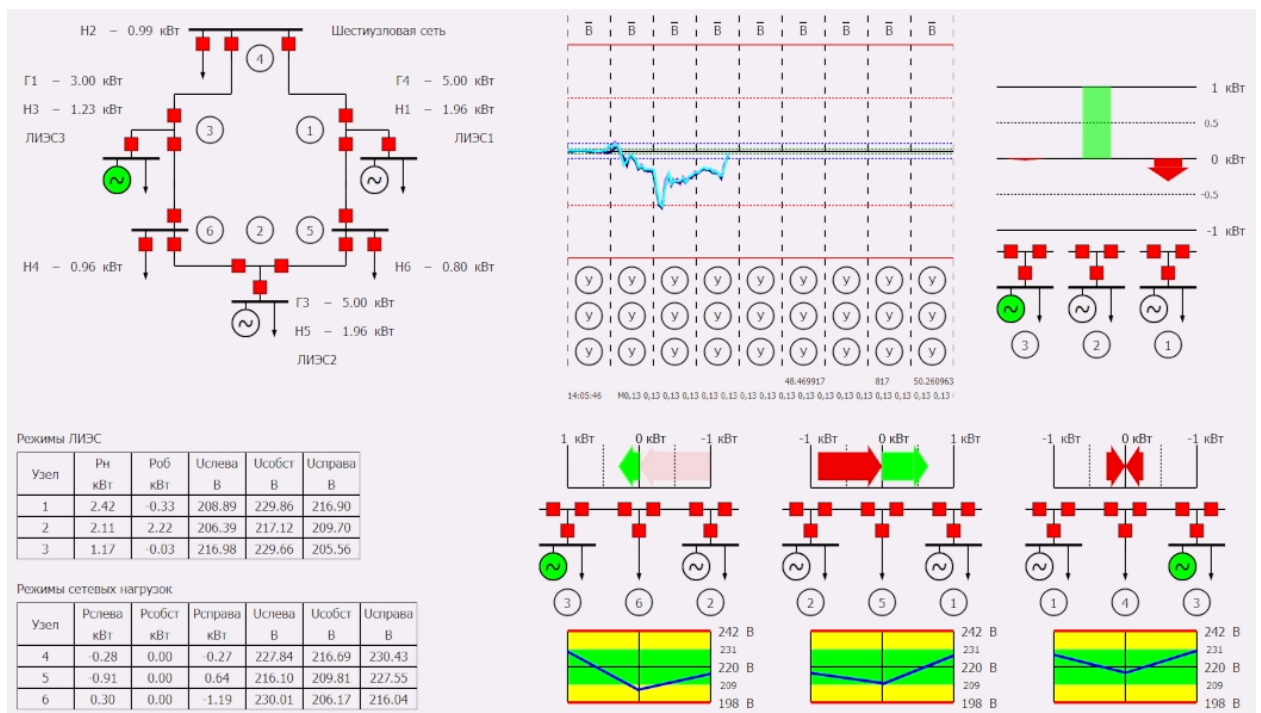


Рисунок Г.15 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 5)

6 этап – при увеличении выдаваемой мощности ЛИЭС3 возникают колебания частоты и активной мощности – на станции отключается вторичное регулирование, по окончании такта ЛИЭС1 по тем же причинам не вводит вторичное регулирование. В ТИЛИЭС действует только ОПРЧ (рис. Г.16). Через 72 секунды частота в ТИЛИЭС установилась на 49.12 Гц.

7 этап – повторно фиксируется дефицитный режим ЭС, и на станции ЛИЭС2 автоматически включается вторичное регулирование (рис. Г.17), длительность – 48 с.

8 этап – за 1 такт (30 с) станция ЛИЭС2 не успевает ввести частоту в коридор допустимых значений, затем права вторичного регулирования получает ЛИЭС3, тоже не обеспечившая длительное существование нормального режима. По итогу, вторичное регулирование введено на станции ЛИЭС1 – фиксируется нормальный установившийся режим. Автоматическая сборка сети с автоматическим поочередным включением нагрузки выполнена (рис. Г.18), длительность – 100 с.

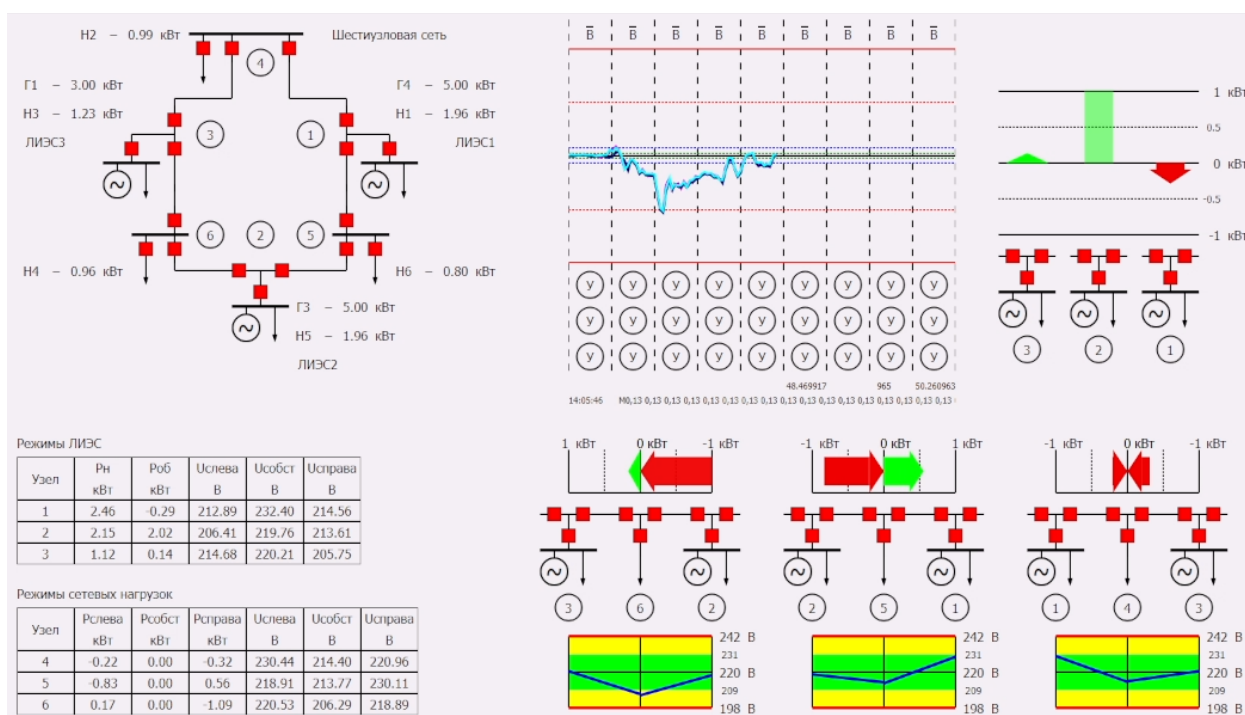


Рисунок Г.16 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 6)

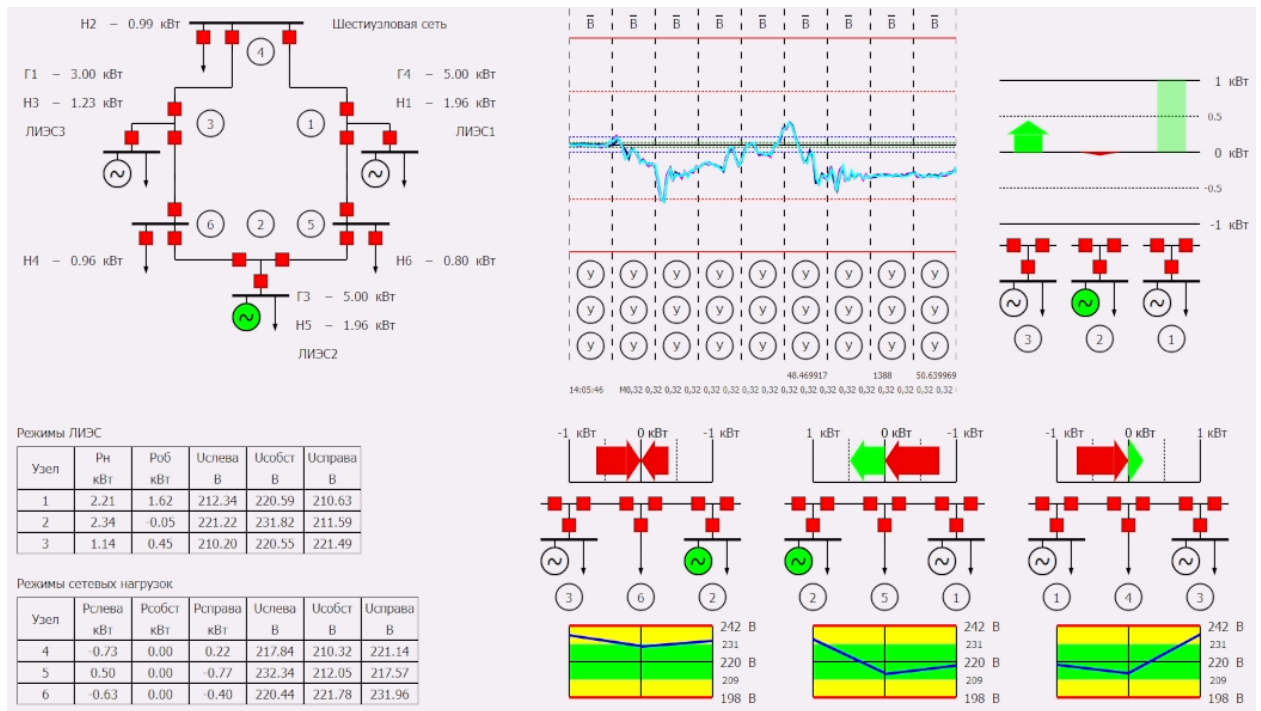


Рисунок Г.17 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 7)

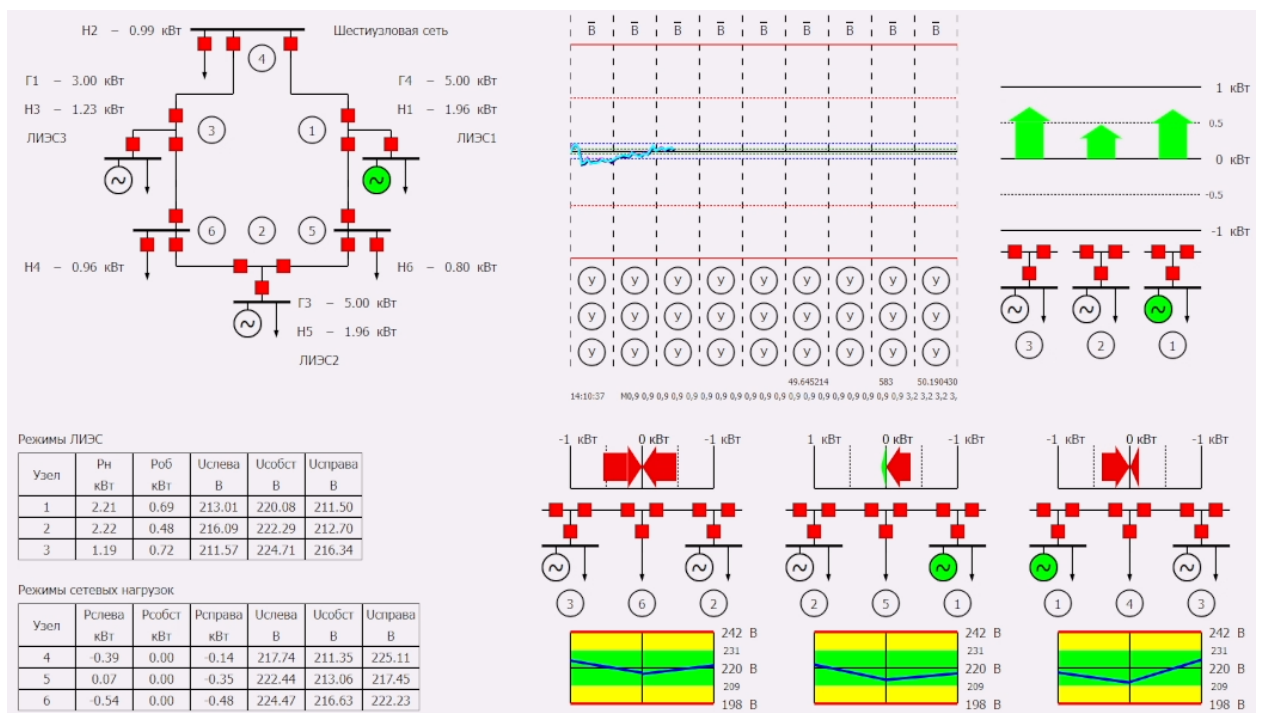


Рисунок Г.18 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 8)

9 этап – осуществляется КЗ через переходное сопротивление на шинах ПС узла 6. В результате снижения напряжения в окрестности узла 6 отключаются сетевые выключатели В41 и В43, отходящие от шин узла 6, а также выключатель нагрузки Н4 – В52 (рис. Г.19 и Г.20), длительность менее

1 с). Подпитка точки КЗ прекращена, имитируем самоустранение КЗ. Неселективно отключился выключатель нагрузки Н4.

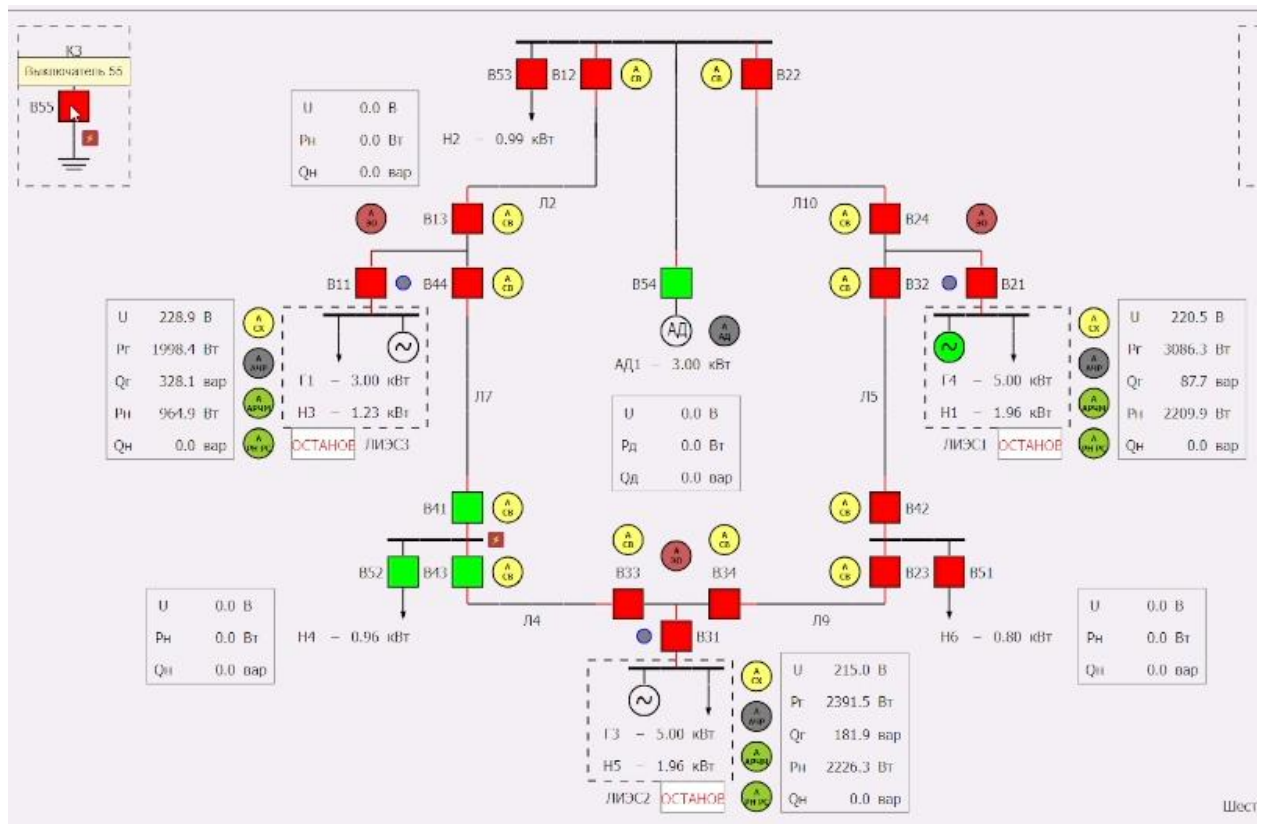


Рисунок Г.19 – Промежуточная схема ТИЛИЭС (этап 9)

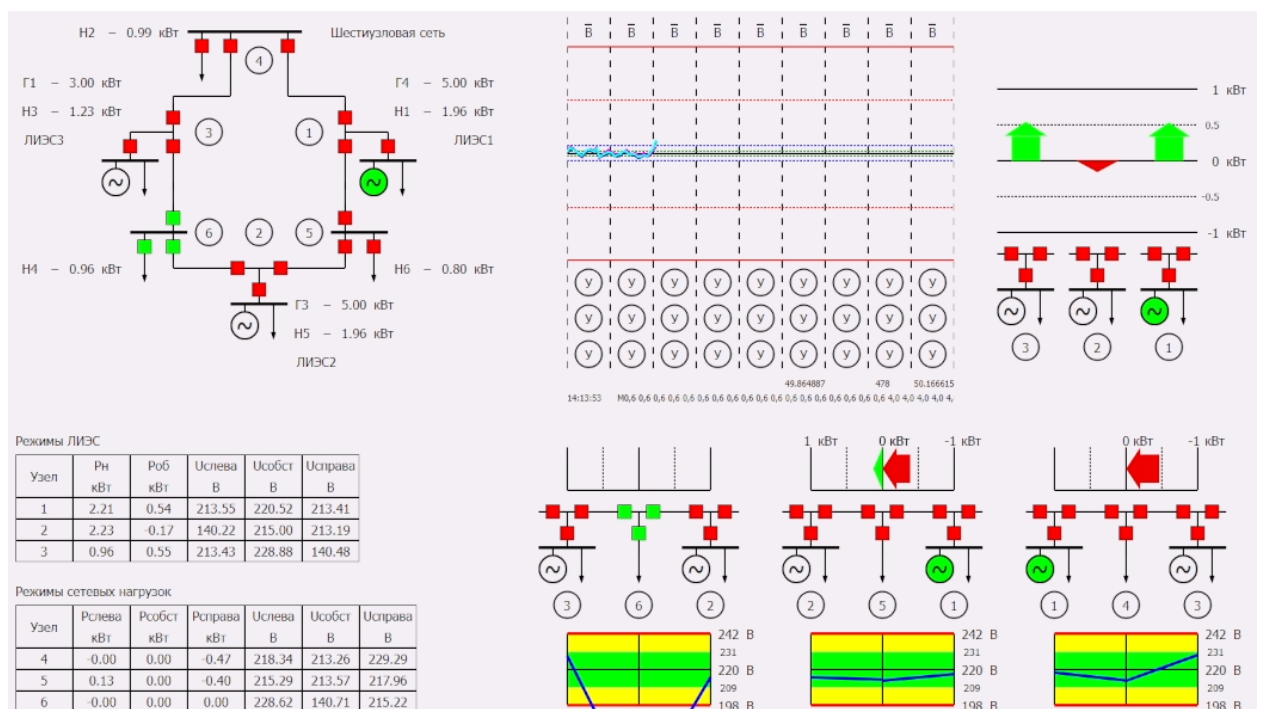


Рисунок Г.20 – Промежуточный режим ТИЛИЭС (этап 9)

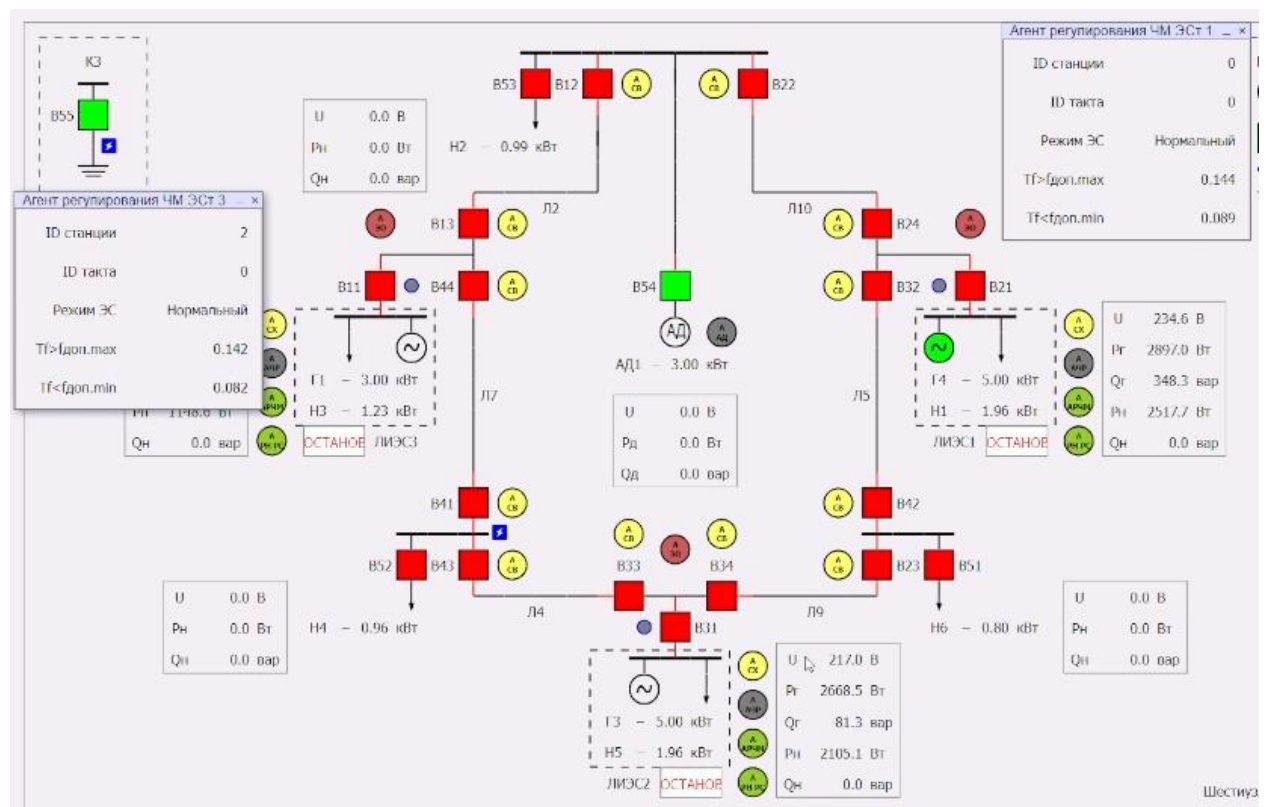
10 этап – в своём кванте времени повторно успешно включился выключатель В41 (+7 с), затем и В43 (+20 с) – кольцо ТИЛИЭС замкнулось. Ещё через 11 с включился выключатель В52 (нагрузка Н4) – селективность восстановлена, а т.к. КЗ устранилось, то и ТИЛИЭС полностью собрана. В сети фиксируются затухающие колебания с вводом частоты в допустимый диапазон.

Конечное состояние

Собрана активная сеть. Все сетевые выключатели и выключатели сетевой нагрузки включены (рис. Г.21)

Режим (конечный)

Частота в АРЭС в результате работы агентов АРЧМ после всех возмущений равна 49.91 Гц. Агентами РН РС напряжение во всех узлах сети поддерживается на уровне $220\text{ В} \pm 5\%$. Перетоки мощности в ЛИЭС в конечном режиме, график изменения частоты при достижении конечного режима, а также конечные эпюры напряжений представлены на рисунке Г.22.



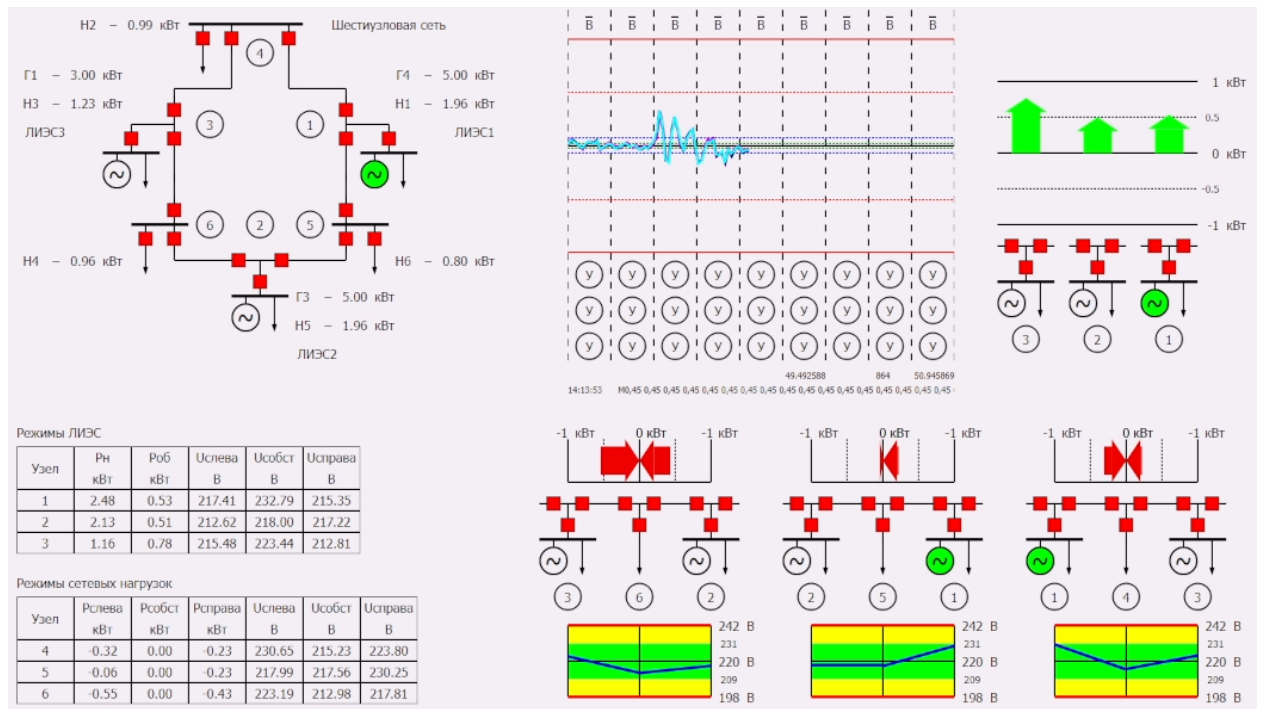


Рисунок Г.22 – Конечный режим ТИЛИЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Д ПАТЕНТЫ И СВИДЕТЕЛЬСТВА О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2811559

**Способ защиты линий электропередачи и
противоаварийного управления в электрических сетях с
распределенной генерацией**

Патентообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"**
(RU)

Авторы: **Фишов Александр Георгиевич (RU), Осинцев Анатолий
Анатольевич (RU)**

Заявка № **2023114653**

Приоритет изобретения **05 июня 2023 г.**

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации **15 января 2024 г.**

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает **05 июня 2043 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 4296b60fe1653164ba96183b73b4aa7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 19.06.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2784610

**Способ децентрализованной синхронизации и
восстановления нормального режима аварийно
разделенной электрической сети с генераторами**

Патентообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"**
(RU)

Авторы: **Фишов Александр Георгиевич (RU), Осинцев Анатолий
Анатольевич (RU)**

Заявка № 2022116180

Приоритет изобретения **16 июня 2022 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **28 ноября 2022 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **16 июня 2042 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 68b80077e14e40fba94edbd24145d5c7
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 26.05.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021665978

**Программа выбора минимально необходимого объёма
отключения управляемой нагрузки в локальной системе
электропитания с малой генерацией**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(RU)**

Авторы: **Осинцев Анатолий Анатольевич (RU), Марченко
Андрей Иванович (RU)**

Заявка № 2021665338

Дата поступления **06 октября 2021 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **06 октября 2021 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 8x02a5cf8c00b1acfb59a4a2f08092e9a118
Владелец: **Ивлиев Григорий Петрович**
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025619358

**Программа для обучения искусственных нейронных
сетей задачам восстановления вторичного тока
трансформатора тока**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(RU)**

Авторы: **Осинцев Анатолий Анатольевич (RU), Манько Иван
Геннадьевич (RU)**

Заявка № **2025618334**

Дата поступления **16 апреля 2025 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **16 апреля 2025 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0492e761063006f54240f670bce2026
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.07.2024 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020618128

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

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: *Литвинов Илья Игоревич (RU), Марченко Александра
Александровна (RU), Осинцев Анатолий Анатольевич (RU),
Фролова Екатерина Игоревна (RU)*

Заявка № 2020617129

Дата поступления 13 июля 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 20 июля 2020 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Е АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ

«11» ноября 20²⁵ г. № 01-09/242-25

АКТ

**о внедрении результатов диссертационной работы
Осинцева Анатолия Анатольевича
«Интеллектуальные децентрализованное управление режимами и релейная
защита оборудования электрических сетей с распределённой (малой)
генерацией»**

Настоящим актом ГК ТЭСС подтверждает, что результаты указанной диссертационной работы, приняты и используются в производственной деятельности компании с 2023 в рамках работ по проектированию создания ряда локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС), а также территориально интегрированных локально интеллектуальных энергосистем (ТИЛИЭС), проектированию автоматики комплексного мультиагентного децентрализованного управления режимами таких объектов, включены в разработанный и принятый стандарт организации ТЭСС (СТО 09797721.27.010.01.01-2025) «Интеграция малой синхронной генерации и объектов на её основе в электрические сети централизованных систем энергоснабжения и между собой».

Основным используемым результатом диссертации является разработанная технология комплексного децентрализованного управления режимами множеством объединенных на параллельную работу локальных интеллектуальных энергосистем с малой генерацией, позволяющая неограниченно развивать подобные энергообъединения, обладающие высокой надежностью, экономической эффективностью энергоснабжения, живучестью и киберзащищенностью. Следует отметить особую значимость выполненной автором разработки прототипов автоматики (агентом системы) с их стендовыми испытаниями, подтвердившими работоспособность технологии и гарантирующими ее эффективное применение на практике.

Генеральный директор
К.Э.Н.



А.В. Холдин А.В. Холдин

АО «ТЭСС»
121609, Российская
Федерация,
г. Москва, ул. Осенний
бульвар, д.23, оф. 503

ОГРН 1127746414201
ИНН 7710913752
+7 499 703-30-08
info@gtkess.ru
gtkess.ru



Акционерное общество
«ИНСТИТУТ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»
(АО «ИАЭС»)

ОКПО 49075268, ИНН/КПП 5406152194/540701001, ОГРН 1025402494908
630132, г. Новосибирск, ул. Железнодорожная, д. 12/1, 6 этаж, а/я 326
Тел./факс (383) 363-02-65; E-mail: iaes@iaes.ru; www.iaes.ru

г. Новосибирск

«19» ноября 2025 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Настоящим актом Акционерное общество «Институт автоматизации энергетических систем» (АО «ИАЭС») подтверждает, что в 2024 году в рамках работ по изготовлению шкафа автоматики локальной интеллектуальной энергосистемы (агента системы децентрализованного управления режимами активных электрических сетей) были использованы результаты диссертационного исследования Осинцева Анатолия Анатольевича «Интеллектуальное децентрализованное управление режимами и релейная защита оборудования электрических сетей с распределённой (малой) генерацией», представленного на соискание ученой степени доктора технических наук, в части структуры аппаратных средств и программной реализации следующих подсистем:

1. Подсистема участия станции в децентрализованном регулировании частоты в ТИЛИЭС.
2. Подсистема децентрализованного регулирования напряжения с контролем режима прилегающего района сети.
3. Подсистема создания условий безопасного включения на параллельную работу ЛИЭС с внешней сетью на удалённых выключателях.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
АО «ИАЭС», к.т.н.



А.К. Ландман

М.П.

ООО "Модульные Системы Тornado"

ОГРН 1155476103287,

ИНН 5408005710, КПП 540801001

Юридический адрес:

630090, г. Новосибирск, ул. Инженерная, дом 4а, офис 303

Почтовый адрес: 630090, г. Новосибирск, а/я 388

Телефон: +7-(383)-36-33-800 E-mail: info@tornado.nsk.ru

Факс: +7-(383)-33-60-933 Web: www.tornado.nsk.ru

TORNADO
MODULAR SYSTEMS

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «Модульные Системы Тornado»

Д.Б. Горбунов

«06» ноября 2025 г.



АКТ

**об использовании научных и практических результатов диссертационного
исследования**

Настоящим актом Общество с ограниченной ответственностью «Модульные Системы Тornado» подтверждает, что в выполненных в 2020-2021 гг. работах по созданию программно-аппаратного комплекса управляемого интеллектуального соединения (ПАК УИС) активного энергетического комплекса были использованы отдельные результаты диссертационного исследования, представленного на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.4.3 – Электроэнергетика, Осинцева Анатолия Анатольевича, а именно:

1. Методика автоматической настройки регуляторов частоты и обменной мощности,
2. Программная реализация методики автоматической настройки регуляторов частоты и обменной мощности в составе ПО ПАК УИС,
3. Программа испытаний ПАК УИС на RTDS НТЦ ЕЭС (г. Санкт- Петербург)

Результаты испытаний разработанного ПО на цифровом программно-аппаратном комплексе реального времени (RTDS) подтвердили работоспособность методики и ее программной реализации.

Руководитель службы реализации
проектов

Е.Н. Гежа



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«МБМ ГРУПП ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ»
 РОССИЯ, 150000, г. Ярославль, ул. Первомайская, д. 7А, помещение 6/1
 ОГРН 1207600011772, ИНН 7604367967, КПП 760401001
 Тел./факс: +7 (4852) 30-46-47. www.mbmgroup.ru

По месту требования

Исх. № 216 от 12.11.2025 г.

СПРАВКА

об использовании результатов диссертационной работы

Настоящей справкой Общество с ограниченной ответственностью «МБМ ГРУПП ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ» подтверждает, что результаты научных исследований, изложенные в диссертационной работе Осинцева Анатолия Анатольевича на тему «Интеллектуальные децентрализованное управление режимами и релейная защита оборудования электрических сетей с распределённой (малой) генерацией», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.4.3 – Электроэнергетика, использовались в производственной деятельности компании в 2020-2021 гг. в рамках работ по проектированию и строительству энергоцентров (зданий с когенерационными установками) для нужд тепличных комбинатов.

Использование результатов научно-исследовательской работы соискателя заключалось в применении подхода в неселективной настройке устройств релейной защиты линий связи между энергокомплексами с целью предотвращения отключения ГПУ собственными защитами и исключения возникновения ударных моментов на валах генераторов при восстановлении напряжения в случае селективной работы защит.

Особый интерес представляют результаты развития данного подхода в части децентрализованного разделения сети с малой генерацией при КЗ с последующим автоматическим восстановлением нормального режима работы.

Генеральный директор



Н.А. Нитц



Утверждаю
и.о. ректора НГТУ
Д.т.н., профессор
Батаев А.А.
20.08.2025 2025

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы

Осинцева Анатолия Анатольевича

«Интеллектуальное децентрализованное управление режимами и релейная защита оборудования электрических сетей с распределённой (малой) генерацией»

Настоящим актом подтверждается, что следующие результаты указанной диссертационной работы, приняты и используются в научной и образовательной деятельности НГТУ:

1. Созданный на базе физической модели энергосистем каф. автоматизированных электроэнергетических систем в рамках работ по проекту 2030 цифро-физический комплекс моделирования режимов и систем управления интеллектуальных энергосистем, используется аспирантами и магистрантами для разработки новых технологий управления интеллектуальными энергосистемами для выполнения экспериментальных работ.
2. Испытательно-демонстрационный стенд технологии децентрализованного мультиагентного управления режимами электрических сетей с распределенными объектами малой генерации используется для выполнения НИОКР по разработке данной технологии и ее демонстрации специалистам.
3. Полученные патенты на изобретение переданы в рамках лицензионного договора предприятию реального сектора экономики для использования.
4. Полученные научные результаты и основные идеи разработанной технологии включены в содержание нескольких дисциплин, читаемых магистрантам по направлению электроэнергетики, а именно: Инновационные технологии в электроэнергетике, Интеллектуальные электрические сети, а также используются аспирантами и магистрантами при подготовке своих диссертационных работ.

И.о. зав. каф. автоматизированных
электроэнергетических систем

Фролов М.Ю.

Фролов М.Ю.