

На правах рукописи



ИЛЮШИН Павел Владимирович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО
И РЕЖИМНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОРАЙОНОВ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Специальность 05.14.02 –
«Электрические станции и электроэнергетические системы»

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Санкт-Петербург – 2019

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении дополнительного профессионального образования «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»)

Научный консультант: доктор технических наук, доцент
Куликов Александр Леонидович

Официальные оппоненты: **Нагай Владимир Иванович,**
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный
политехнический университет им. М.И. Платова»,
заведующий кафедрой «Электрические станции и
электроэнергетические системы»

Папков Борис Васильевич,
доктор технических наук, профессор,
ГБОУ ВО «Нижегородский государственный
инженерно-экономический университет», профессор
кафедры «Электрификация и автоматизация»

Фишов Александр Георгиевич,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный
технический университет», профессор кафедры
«Автоматизированные электроэнергетические
системы»

Ведущая организация: ФГБУН «Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения
Российской академии наук

Защита состоится 27 февраля 2020 года в 13:00 часов на заседании диссертационного совета Д 512.002.01 на базе Акционерного общества «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ФСК ЕЭС») по адресу: 115201, Россия, г. Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3, этаж 3, зал НТС.

С диссертацией и авторефератом можно ознакомиться в библиотеке и на сайте АО «НТЦ ФСК ЕЭС» по адресу: ntc-power.ru.

Автореферат разослан «___» ноября 2019 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 512.002.01,
доктор технических наук, ст. науч. сотр.

Н.Л. Новиков

Актуальность. В ЕЭС России в 2017 г. объекты распределенной генерации (РГ) выработали на 1,2 % больше электроэнергии, чем в 2016 г. – 60,2 млрд. кВт·ч (≈ 6 % от общего объема), а в 2018 г. на 3,0 % больше, чем в 2017 г. – 62,0 млрд. кВт·ч. Суммарная установленная мощность генерирующих установок (ГУ) объектов РГ, без учета возобновляемых источников энергии, по экспертным оценкам составляет 17,5–18 ГВт (≈ 8 % от общего объема). Объем производства электроэнергии на объектах РГ в 2018 г. в России больше, чем у генерирующих компаний ПАО «Т Плюс» (55,1 млрд. кВт·ч), ПАО «Юнипро» (46,7 млрд. кВт·ч) и ПАО «Энел Россия» (41,3 млрд. кВт·ч).

Под объектом РГ понимается электростанция, состоящая из одной или нескольких ГУ, подключаемая к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения потребителей на напряжении до 110 кВ включительно, максимально приближенная к узлу(-ам) электропотребления, работающая параллельно с электроэнергетической системой (ЭЭС) или в островном (автономном) режимах, имеющая в точке общего присоединения суммарную установленную мощность до 25 МВт и использующая для производства всех видов энергии (электрическая; тепловая; холодовая и др.) любые первичные источники энергии, включая возобновляемые. Энергорайон – это совокупность объектов энергосистемы, расположенных на части обслуживаемой ею территории.

Под островным режимом подразумевается такой режим работы энергорайона с одной или несколькими электростанциями (объектами РГ), каждая из которых может иметь в своем составе одну или несколько ГУ, и нагрузкой, который допустим по всем условиям электроснабжения и электропотребления, образующийся при отключении ЛЭП, связывающих энергорайон с энергосистемой (в результате КЗ; без КЗ) и существующий до момента его синхронизации с энергосистемой. Отличие автономного режима от островного заключается в том, что осуществляется отделение от энергосистемы (постоянное функционирование) одной ГУ или объекта РГ с несколькими однотипными ГУ и нагрузкой.

Интерес к РГ в России значительный, так как ее строительство позволяет получать более дешевые энергоресурсы для снижения себестоимости и повышения конкурентоспособности производимой продукции на внешнем и внутреннем рынках. Необходимость обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей, перерывы в электроснабжении которых недопустимы по условиям технологии производства, является дополнительным стимулом для строительства РГ.

На объектах РГ в России широко применяются зарубежные газотурбинные (ГТУ), газопоршневые (ГПУ) и дизельные (ДГУ) генерирующие установки. Это связано с их высоким качеством, лучшими показателями надежности (коэффициент готовности; среднее время между вынужденными отключениями) и эффективности (КПД; коэффициент использования теплоты топлива), большим ресурсом и межремонтным периодом (до первого капитального ремонта и между последующими), а также временем наработки между периодическим техническим обслуживанием. Однако они имеют существенные особенности, порождающие проблемные аспекты, которые следует учитывать при интеграции в сети энергорайонов.

Ежегодно в России вводятся в эксплуатацию десятки объектов РГ, а крупные промышленные предприятия увеличивают долю выработки электроэнергии объектами РГ в балансе собственного электропотребления. Например, Новолипецкий металлургический комбинат планирует до 2023 г. за счет ввода новой электростанции

увеличить долю собственной выработки с 60 до 95 %. В ряде случаев снижение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на объектах РГ происходит за счет утилизации вторичных энергоресурсов – доменного, конвертерного, попутного нефтяного, шахтного метана, отходов лесопереработки, сельского хозяйства и др.

Применение технологий РГ является эффективным инструментом оптимизации инвестиций в техническое перевооружение (реконструкцию) распределительных сетей (перегруженные и закрытые центры питания), модернизацию генерирующего оборудования на крупных тепловых электростанциях, а также строительство сетей для технологического присоединения новых потребителей. Альтернативой усилению сетевой инфраструктуры является проведение реконструкции с элементами модернизации промышленных и муниципальных котельных за счет применения когенерационных ГУ, позволяя повысить коэффициент использования теплоты топлива и практически полностью покрыть собственное электропотребление.

Объем капитальных вложений в объект РГ зависит от его мощности и варианта реализации, однако стоимость 1 кВт установленной мощности экспертно оценивается в 2–5 раз меньше по сравнению со стоимостью строительства крупных электростанций. Сроки реализации проекта составляют от начала проектирования и до ввода в эксплуатацию от 9 до 12 месяцев (для крупных электростанций не менее 3–5 лет).

Привлечение объектов РГ к участию в реализации алгоритмов противоаварийной и режимной автоматики распределительных сетей, их использование в качестве резервных источников электроснабжения (РИСЭ) позволяет существенно минимизировать объемы и время отключения нагрузки (ОН), однако требует развития соответствующих экономических механизмов.

Широкое распространение в России в ближайшей перспективе получит микрогенерация. Под микрогенерацией понимается объект по производству электроэнергии мощностью до 15 кВт включительно, работающий, в том числе, на основе ВИЭ, который используется потребителем для собственного энергоснабжения (бытовые, производственные нужды), а его мощность не превышает максимальную суммарную мощность всех энергопринимающих устройств.

Используемые принципы и подходы не позволяют реализовать эффективное управление режимами энергорайонов с объектами РГ, с учетом их особенностей, в различных схемно-режимных условиях с жесткими временными ограничениями. Совершенствование автоматического управления режимами энергорайонов, учитывая перспективы развития РГ и микрогенерации, является крайне актуальной задачей, которую следует решать на принципиально новом научно-технологическом уровне с применением в т.ч. отечественных программно-аппаратных комплексов (ПАК), в рамках реализации национальной программы импортозамещения.

Автоматика управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) энергорайонов с объектами РГ должна учитывать, что количество объектов управления значительно больше, чем в традиционных сетях, скорость развития нарушений нормального режима выше, в связи с малыми значениями механических постоянных инерции ГУ объектов РГ и микрогенерации, а реверсивные потоки мощности являются нормально допустимыми, так как определяются режимами генерации и электропотребления в узлах нагрузки в конкретный момент времени.

Степень разработанности темы исследования. Принципы построения систем автоматического управления режимами в электроэнергетике базируются на теории и

исследованиях устойчивости энергосистем, надежности их функционирования, а также на теории и методах оптимального иерархического управления режимами ЭЭС. Значительный вклад в разработки этих научных направлений внесли ученые и специалисты: Д.А. Арзамасцев, В.А. Баринев, П.И. Бартоломей, Я.Б. Баркан, В.В. Бушуев, В.А. Веников, Н.И. Воропай, А.З. Гамм, И.А. Глебов, А.А. Горев, И.З. Глускин, Ю.Е. Гуревич, В.М. Горнштейн, П.С. Жданов, А.Н. Зейлигер, В.И. Идельчик, Б.И. Иофьев, П.Я. Кац, В.Г. Китушин, Ф.Л. Коган, Л.А. Кошечев, В.Д. Ковалев, Ю.Н. Кучеров, А.Л. Куликов, С.А. Лебедев, М.Л. Левинштейн, И.В. Литкенс, Л.Г. Мамиконянц, И.М. Маркович, Л.А. Мелентьев, В.И. Нагай, В.Г. Наровлянский, Н.И. Овчаренко, А.А. Окин, А.В. Паздерин, Б.В. Папков, М.Г. Портной, Р.С. Рабинович, М.Н. Розанов, С.С. Рокотян, Ю.Н. Руденко, В.Н. Рябченко, В.А. Семенов, С.А. Совалов, В.А. Строев, О.А. Суханов, В.Ф. Тимченко, Т.А. Филиппова, А.Г. Фишов, В.П. Фотин, З.Г. Хвощинская, Л.В. Цукерник, В.М. Чебан, Ю.Г. Шакарян, Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински, S. Chowdhury, P. Crossley, H. Farhangi, S. Ruggeri, F. Pilo, A.J. Wood, B.F. Wollenberg, Li Fusheng, Li Ruisheng, Z. Fengquan, N. Hatziaargyriou, A. Keyhani, M.N. Marwali, M. Dai, Wiszniewski, H. Bevrani, B. Francois, T. Ise, M.S. Mahmoud и др.

Одной из важных задач развития электроэнергетики России является поэтапная интеллектуализация ЭЭС. Разработка и внедрение современных технологий должны обеспечить повышение надежности, безопасности и эффективности управления режимами ЭЭС, как указано в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года. Создание систем и сервисов интеллектуальной энергетики предусмотрено «дорожной картой» Национальной технологической инициативы «Энерджинет» и национальным проектом «Интеллектуальная энергетическая система России». В документах определена последовательность шагов по поэтапному преобразованию существующей ЭЭС России за счет широкого применения объектов РГ, включая ВИЭ, систем накопления энергии, активных потребителей, управляемых устройств с элементами силовой электроники, интегрируемых в «умные сети» (Smart Grids).

Для этого требуется разработка новых принципов, способов, алгоритмов и средств контроля, регулирования и управления, в т.ч. определения параметров режима и идентификации режимных областей для последующего автоматического принятия решений по видам и объемам управляющих воздействий (УВ), позволяющих удерживать и вводить параметры режима в область допустимых значений.

Цель работы: разработка способов и средств противоаварийного и режимного управления в энергорайонах с распределенной генерацией для обеспечения надежного функционирования генерирующих установок и электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях с жесткими временными ограничениями.

В диссертационной работе поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Анализ особенностей электрических режимов, а также алгоритмов работы и параметров настройки устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики энергорайонов с объектами РГ для формирования требований к техническим решениям по совершенствованию существующих и разработке новых алгоритмов противоаварийного и режимного управления.

2. Разработка новых способов определения параметров режима пусковыми органами АУНиАР, а также развитие принципов последовательного принятия решений логическим блоком АУНиАР для повышения быстродействия, точности идентификации классов и границ режимных областей, надежности срабатывания в

условиях быстрых переходных процессов с флуктуациями.

3. Разработка эффективного способа выделения энергорайонов с объектами РГ в островной режим для обеспечения надежного функционирования ГУ и электроснабжения потребителей при условии минимизации объемов ОН.

4. Разработка способа расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ за счет применения накопителей электрической энергии (НЭЭ) для предотвращения излишних отключений ГУ при внешних возмущениях.

5. Совершенствование алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики с целью обеспечения надежности их срабатывания в энергорайонах с объектами РГ: автоматической частотной разгрузки (АЧР), автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН), а также автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) применительно к кабельным линиям электропередачи и силовым трансформаторам.

6. Разработка схемных решений по совершенствованию устройств линейного и секционного автоматического ввода резерва (АВР), а также способов адаптации зарубежных автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ) и возбуждения (АРВ) к особенностям режимов энергорайонов с объектами РГ.

7. Разработка методики проведения натурных испытаний и измерений, а также методики выполнения расчетов электрических режимов, для повышения точности результатов расчетов и обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования энергорайонов с объектами РГ, с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки.

8. Создание программно-аппаратного комплекса автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ.

9. Обобщение результатов диссертационной работы в форме развития теории управления режимами ЭЭС применительно к противоаварийному и режимному управлению энергорайонов с распределенной генерацией.

Объект исследования. Энергорайоны с объектами распределенной генерации, промышленной и бытовой нагрузкой, оснащенные устройствами сетевой, противоаварийной и режимной автоматики.

Предмет исследования. Эффективность методов измерения параметров режима, идентификации режимных областей, принятия решений устройствами автоматики, способов и алгоритмов управления, технических средств противоаварийного и режимного управления.

Научная новизна

1. Разработаны способы определения параметров режима пусковыми органами АУНиАР, отличающиеся тем, что основаны на применении методов максимального правдоподобия и дискриминаторного, позволяющие повысить быстродействие до 0,02–0,035 с и снизить погрешность измерений по сравнению с алгоритмами на основе дискретного преобразования Фурье до 4 раз (ошибка < 1 %).

2. Предложен способ принятия решений логическим блоком АУНиАР, отличающийся тем, что основан на использовании последовательной процедуры Вальда, позволяющий повысить быстродействие до 0,02–0,035 с и обеспечить высокую точность идентификации классов и границ режимных областей.

3. Разработан способ реализации многопараметрической делительной автоматики (МДА) энергорайонов с объектами РГ, отличающийся тем, что предусмат-

ривает набор пусковых органов (частота; напряжение; реактивная мощность и ее направление; положение коммутационных аппаратов – КА), действующий как превентивно по параметрам режима, так и в случае непреднамеренного выделения (с КЗ; без КЗ). Способ обладает повышенным быстродействием выделения (0,1–0,2 с) и реализации УВ на ОН (0,2–0,5 с), имеет блокирующие алгоритмы и обеспечивает надежное выделение энергорайона с дефицитом активной мощности до 60 %.

4. Предложен способ расширения области допустимых режимов (ОДР) ГУ объектов РГ за счет применения накопителей электрической энергии с независимым регулированием по активной и реактивной мощности, отличающийся тем, что позволяет предотвращать излишние отключения ГУ при существенных отклонениях параметров режима (частота; напряжение), в том числе при ликвидации внешних КЗ устройствами релейной защиты (РЗ), значительных набросах/сбросах нагрузки.

5. Разработан усовершенствованный алгоритм АЧР, отличающийся тем, что использует информацию о напряжении в узле нагрузки, схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков контроля предшествующего режима (КПР) и результаты комплексных расчетов режимов. Алгоритм обладает повышенным быстродействием (до 0,02–0,035 с), что позволяет предотвращать возможность возникновения лавины частоты и напряжения в островном режиме энергорайона.

6. Предложено схемно-алгоритмическое решение по совершенствованию АОСН, отличающееся тем, что использует информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков КПР и результаты комплексных расчетов режимов. Решение обеспечивает повышенное быстродействие (до 0,02–0,035 с), что позволяет минимизировать объемы отключения нагрузки за счет ввода превентивных управляющих воздействий.

7. Усовершенствован алгоритм АОПО кабельной линии электропередачи (КЛ) напряжением 110 кВ, отличающийся интеграцией с системой мониторинга температуры (СМТ) фаз кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), что позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании перегрузочной способности, эффективно используя объекты РГ.

8. Разработано схемное-алгоритмическое решение по совершенствованию АОПО силового трансформатора (СТ), отличающееся интеграцией с системой мониторинга и диагностики (СМиД) и блоком управления системой охлаждения, что позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании нагрузочной способности СТ, превентивно охлаждать трансформатор до момента возникновения перегрузки.

9. Предложены схемные решения по совершенствованию алгоритмов линейного и секционного АВР, отличающиеся тем, что используют информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети и результаты комплексных расчетов режимов, имеют пусковые органы по напряжению (ПОН) и частоте (ПОЧ), блокирующие органы по углу и величине располагаемой мощности резервного ввода, высокое быстродействие (до 0,02–0,035 с) и надежно срабатывают при снижении напряжения на рабочем вводе без его отключения.

10. Разработан способ адаптации АРЧВ зарубежных ГУ к особенностям режимов энергорайонов с объектами РГ, осуществляющий блокировку системы переключения алгоритмов АРЧВ с выбором величины статизма регулирования частоты в

диапазоне 4–5 % во всех режимах работы ГУ, позволяющий предотвращать значительные отклонения частоты в различных схемно-режимных условиях, а также срабатывания устройств РЗ и ПА с действием на отключение ГУ и нагрузки.

11. Предложен способ адаптации АРВ зарубежных ГУ к особенностям режимов энергорайонов с объектами РГ, осуществляющий блокировку модуля согласования нагрузки (изменение параметров настройки) на основании результатов расчетов электрических режимов, позволяющий предотвратить возможность возникновения лавины напряжения в узлах нагрузки.

12. Разработана методика проведения натуральных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ, позволяющая восполнять недостающую условно-переменную информацию для расчетной схемы энергорайона, содействовать повышению точности результатов расчетов режимов, посредством проведения натуральных испытаний и измерений в различных схемно-режимных условиях.

13. Предложена методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, позволяющая проводить комплексные расчеты режимов при разработке схем выдачи мощности с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки для формирования технических требований (ТТ) к ГУ, с последующей проверкой пригодности выбранных ГУ к функционированию в конкретных схемно-режимных условиях.

14. Развита общая теория управления режимами ЭЭС применительно к противоаварийному и режимному управлению энергорайонов с РГ в виде выявленных режимных особенностей, разработанных способов противоаварийного и режимного управления, структурных и схемно-алгоритмических решений, методик проведения натуральных испытаний и измерений, а также выполнения расчетов электрических режимов с целью обеспечения надежного функционирования ГУ и электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях с жесткими временными ограничениями.

Теоретическая и практическая значимость

1. Способы определения параметров режима пусковыми органами АУНиАР, основанные на применении методов максимального правдоподобия и дискриминаторного, позволяют перейти от измерений параметров режима к их оценке с высокой точностью, с целью повышения быстродействия в условиях быстрых переходных процессов с флуктуациями.

2. Способ принятия решений логическим блоком АУНиАР, основанный на применении последовательной процедуры Вальда, позволяет повысить быстродействие и обеспечить высокую точность идентификации классов и границ режимных областей для оптимального выбора видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий.

3. Способ реализации многопараметрической делительной автоматики позволяет обеспечить успешное выделение энергорайона с объектами РГ как превентивно по параметрам режима, так и в случае непреднамеренного отключения линий связи с энергосистемой, что благодаря быстродействию выделения и реализации УВ дает возможность отказаться от дополнительного ОН (сверх начального дефицита активной мощности), обеспечив надежное электроснабжение потребителей энергорайона в островном режиме.

4. Способ расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ, осно-

ванный на применении НЭЭ с независимым регулированием по активной и реактивной мощности, позволяет предотвратить излишние отключения ГУ при существенных отклонениях режимных параметров (частота; напряжение) в процессе ликвидации КЗ устройствами РЗ (основными; резервными; дальнего резервирования), значительных набросах/сбросах нагрузки, обеспечивая надежное электроснабжение потребителей энергорайона.

5. Усовершенствованный алгоритм АЧР позволяет идентифицировать режимные области, где помимо снижения частоты фиксируется снижение напряжения, обусловленное составом нагрузки и величиной начального дефицита активной мощности, и, благодаря быстродействию реализации ОН минимизировать ее объемы, предотвращая возможность возникновения лавины частоты и напряжения.

6. Схемно-алгоритмическое решение по совершенствованию АОСН за счет использования информации о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков КПП и результаты комплексных расчетов режимов, позволяет за счет реализации превентивных УВ полностью отказаться от отключения нагрузки или, с учетом высокого быстродействия, минимизировать ее объемы, содействуя надежному электроснабжению максимально возможного числа потребителей.

7. Усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ, благодаря интеграции с СМТ фаз кабеля, позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании перегрузочной способности кабеля, а также эффективно использовать объекты РГ для минимизации объемов ОН с целью сокращения ущербов у потребителей.

8. Схемное-алгоритмическое решение по совершенствованию АОПО СТ, благодаря интеграции с СМиД и блоком управления системой охлаждения, позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании нагрузочной способности СТ, превентивно охлаждать СТ перед возникновением перегрузки, что позволяет минимизировать объемы отключения нагрузки.

9. Схемные решения по совершенствованию алгоритмов линейного и секционного АВР, использующие информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, результаты комплексных расчетов режимов, ПОН и ПОЧ, блокирующие органы по углу и величине располагаемой мощности резервного ввода, с учетом высокого быстродействия позволяют снизить длительность перерывов электроснабжения и предотвратить повреждения ГУ.

10. Способ адаптации АРЧВ зарубежных ГУ за счет блокировки системы переключения алгоритмов АРЧВ и выбора величины статизма регулирования частоты в диапазоне 4–5 % во всех режимах работы ГУ (параллельный; островной; автономный) позволяет предотвращать значительные отклонения частоты в различных схемно-режимных условиях и срабатывания устройств РЗ и ПА с действием на отключение ГУ и нагрузки.

11. Способ адаптации АРВ зарубежных ГУ за счет блокировки работа модуля согласования нагрузки (изменения параметров настройки) на основании результатов расчетов электромеханических переходных процессов в конкретных схемно-режимных условиях позволяет содействовать предотвращению возникновения лавины напряжения в узлах промышленной нагрузки и обеспечению надежного электроснабжения потребителей.

12. Методика проведения натурных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ позволяет восполнять недостающую условно-переменную информацию для расчетной схемы энергорайона, посредством проведения натурных испытаний и измерений первого и второго типа, что содействует повышению точности результатов расчетов режимов и обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования энергорайонов.

13. Методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ позволяет проводить комплексные расчеты режимов при разработке схем выдачи мощности, с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки, по результатам которых формировать технические требования к ГУ для выбора их вида и типа, а также оценивать пригодность ГУ для работы в конкретных схемно-режимных условиях.

14. Разработанные способы противоаварийного и режимного управления, структурные и схемно-алгоритмические решения по совершенствованию алгоритмов устройств автоматики реализованы в ПАК АУНиАР энергорайонов с объектами РГ на базе отечественных промышленных компьютеров со специализированным программным обеспечением (ПО) и протоколом обмена данных, соответствующим требованиям МЭК 61850.

Методология и методы исследования. В работе использовались методология системного анализа, методы математической статистики, математического моделирования технических систем, математического анализа, теории принятия решений, надежности, устойчивости и противоаварийного управления в ЭЭС. Математическое моделирование установившихся и переходных режимов, анализ алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем выполнялись в ПК RastrWin и ПК Мустанг, методов определения параметров режима в ПК Mathcad.

Положения, выносимые на защиту

1. Результаты анализа режимов, позволяющие выявить наличие режимных областей, где используемых пусковых органов автоматики энергосистем и их быстрого действия недостаточно для предотвращения развития аварий, обеспечения надежного функционирования ГУ и электроснабжения потребителей.

2. Способы определения параметров режима пусковыми органами автоматики энергосистем в условиях жестких временных ограничений на основе методов максимального правдоподобия и дискриминаторного для повышения быстрого действия и обеспечения надежности срабатывания.

3. Способ принятия решений логическим блоком автоматики управления нормальными и аварийными режимами позволяющий повысить быстродействие и обеспечить высокую точность идентификации классов и границ режимных областей на основе последовательной процедуры Вальда.

4. Способ реализации многопараметрической делительной автоматики позволяющий обеспечить надежное выделение энергорайона с объектами РГ как превентивно, так и непреднамеренно, с дефицитом активной мощности до 60 %.

5. Способ расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ за счет применения накопителей электрической энергии с независимым регулированием по активной и реактивной мощности для предотвращения излишних отключений ГУ.

6. Варианты совершенствования алгоритмов устройств АЧР, АОСН, АОПО позволяющие учесть особенности режимов энергорайонов с объектами РГ для ми-

нимизации объемов отключения нагрузки.

7. Схемные решения по совершенствованию устройств линейного и секционного АВР энергорайонов с объектами РГ позволяющие уменьшить длительность перерывов электроснабжения и предотвратить повреждения ГУ в условиях снижения напряжения на рабочем вводе без его отключения.

8. Способы адаптации АРЧВ и АРВ зарубежных ГУ к особенностям режимов энергорайонов с объектами РГ позволяющие обеспечить надежное функционирование ГУ и электроснабжение потребителей в островном (автономном) режиме.

9. Методика проведения натурных испытаний и измерений и методика выполнения расчетов электрических режимов, содействующие обоснованности принятия основных технических решений при проектировании энергорайонов с объектами РГ.

Обоснование соответствия диссертационной работы паспорту научной специальности. *Соответствие формуле специальности.* Основные научные положения и полученные практические результаты диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» (далее *курсивом* по тексту паспорта):

– по формуле специальности – в части разработки и совершенствования методов и средств автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ, а также технических требований к ГУ и проектирования схем выдачи мощности объектов РГ в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения, что соответствует *«исследованиям по связям и закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электрических станций, электроэнергетических систем, электрических сетей и систем электроснабжения»*;

– по направлению исследования, в части разработки методов определения параметров режима в условиях быстрых переходных процессов с флуктуациями, алгоритма последовательного принятия решений устройствами автоматики управления режимами, метода расширения области допустимых режимов ГУ, способа реализации многопараметрической делительной автоматики, а также совершенствования методов и средств автоматики управления нормальными и аварийными режимами, что соответствует *«развитию и совершенствованию теоретической и технической базы электроэнергетики с целью обеспечения экономического и надежного производства электроэнергии, ее транспортировки и снабжения потребителей электроэнергией в необходимом количестве ...»*;

– по области исследования – в части разработки способов определения параметров режима в условиях быстрых переходных процессов с флуктуациями, последовательного принятия решений логическим блоком АУНиАР, что соответствует *«разработке методов анализа режимных параметров основного оборудования электростанций»* (п. 2); в части разработки способов анализа алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем, математического моделирования современных ГУ и нагрузки, что соответствует *«разработке методов математического моделирования в электроэнергетике»* (п. 6); в части разработки метода расширения ОДР ГУ объектов РГ за счет применения НЭЭ с независимым регулированием по активной и реактивной мощности, что соответствует *«разра-*

ботке методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики...» (п. 9).

Реализация результатов работы. Результаты диссертационных исследований вошли в отчеты по отдельным этапам работ, которые проводились в соответствии с Государственными контрактами:

- № 14.514.11.4094 от 21.06.2013 г. по теме «Разработка RTDS модели и определение показателей эффективности функционирования интеллектуальной системы управления интегрированной энергоинформационной сети газо- тепло- и электроснабжения на базе сетцентрической архитектуры в нормальных и аварийных режимах» Министерства образования и науки РФ – шифр 2013-1.4-14-514-0071-025;

- № 14.577.21.0244 от 26.09.2017 г. по теме «Разработка технических решений программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции с использованием отечественной элементной базы и операционных систем в составе устройств уровня присоединения и среднего уровня» Министерства образования и науки РФ (уникальный идентификатор проекта RFMEFI57717X0244).

Результаты диссертационной работы используются в:

- ПАО «МОЭСК» (г. Москва) в части реализации алгоритмов устройств противоаварийной автоматики (АОСН и АОПО);

- АО «Региональные электрические сети» (Новосибирская обл.), АО «Башкирская электросетевая компания» (Республика Башкортостан) в части совершенствования алгоритмов работы и адаптации параметров настройки устройств автоматики энергосистем, а также формирования ТТ к ГУ объектов РГ;

- ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» (г. Москва) в части расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ и реализации автоматики выделения в островной режим работы промышленных энергорайонов с объектами РГ;

- АО «НИПОМ» (г. Дзержинск) в ПАК автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ;

- ООО «НПП АЛИМП» (г. Нижний Новгород) в устройствах сетевой, противоаварийной и режимной автоматики;

- АО «Техническая инспекция ЕЭС» (г. Москва) в части проведения обследований сетей внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ и РИСЭ, включая проведение натурных испытаний и измерений;

- Ассоциация малой энергетики (г. Челябинск), Общероссийская общественная организация «Деловая Россия» (г. Москва) в части формирования общих и дополнительных ТТ к ГУ объектов РГ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей, решения проблемных технических вопросов интеграции объектов РГ;

- ООО «ЛУКОЙЛ – энергоинжиниринг» (г. Москва) при подготовке ТЗ на разработку схем выдачи мощности объектов РГ и проведении экспертизы комплексных расчетов электрических режимов;

- ООО «МКС» (г. Челябинск), ООО «Научно-инженерный центр «ВИНДЭК» (г. Москва), ООО «ИСМ» и ООО «Энерган» (г. Санкт-Петербург) в части проектирования схем выдачи мощности объектов РГ в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Использование результатов диссертационной работы в учебном процессе:

- в курсах повышения квалификации «Распределенные источники энергии»

НОЦ «Распределенная энергетика» ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»;

– в учебном курсе «Автоматика энергосистем», «Цифровая обработка сигналов объектов электроэнергетики и электроснабжения», «Современная релейная защита» кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» ИНЭЛ ФГБОУ ВО «Нижегородский ГТУ им. Р.Е. Алексеева».

Степень достоверности результатов. Достоверность полученных результатов подтверждается применением апробированных положений теории надежности и устойчивости ЭЭС, применением теории и методов противоаварийного управления в ЭЭС, корректностью применения математических моделей, их адекватностью по критериям определения изучаемых процессов, использованием известных положений фундаментальных и прикладных наук, сходимостью полученных теоретических результатов с данными экспериментов и результатами исследований других авторов.

Апробация результатов. Основные положения диссертационной работы и её результаты были представлены 110 докладах, из них 15 на зарубежных, 44 на международных и 51 на российских научных, научно-технических и научно-практических конференциях и семинарах, основные из которых: 44 (2012 г.) и 45 (2014 г.) сессии CIGRE – Paris (France); международный коллоквиум SC C6 CIGRE (2013 г.) – Yokohama (Japan); 6 International OPAL-RT Users Conference REALTIME (2013 г.) – Paris (France); международный коллоквиум SC D2 CIGRE (2017 г.) – Moscow (Russia); 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering (2018 г.) – Riga (Latvia); шесть заседаний международных научных семинаров им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики» (2013-2018 гг.); две международные научно-технические конференции CIGRE B5 «Релейная защита и автоматика энергосистем» (2014, 2017 гг.) – г. Москва, Санкт-Петербург; десять международных научно-технических конференций Ассоциации ТРАВЭК (2011-2019 гг.) – г. Москва; три сессии Всероссийского научного семинара «Кибернетика электрических систем» (2016-2018 гг.) – г. Новочеркасск; четыре международных научно-технических конференции «Возобновляемая и малая энергетика» (2016-2019 гг.) – г. Москва; пять научно-практических конференций «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» (2012-2018 гг.) – г. Москва, Санкт-Петербург, Чебоксары и др.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 104 научные статьи, из них 49 единолично, 55 в соавторстве, в том числе: 42 в журналах по списку, рекомендованному ВАК, 12 статей в рецензируемых изданиях, входящих в базы научного цитирования *Web of Science* и *Scopus*, 50 в других журналах, сборниках докладов и тезисов. Опубликовано 2 монографии, получено 10 патентов (6 на изобретения, 4 на полезные модели).

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, семи глав, заключения, библиографии из 435 наименований, 3 приложений, и включает 188 рисунков и 15 таблиц. Объём диссертации – 331 страница текста без библиографии и приложений, общий объём работы – 499 страниц.

Личный вклад автора. Состоит в теоретической и практической разработке и обосновании основных идей и положений диссертационной работы, способов противоаварийного и режимного управления, схемно-алгоритмических решений и структурных схем, предложений по совершенствованию алгоритмов функционирования устройств автоматики, методик проведения натурных испытаний и измерений,

выполнения комплексных расчетов и анализа режимов, в планировании расчетных задач и анализе полученных результатов.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель, задачи исследования, определены объект и предмет исследования, научная новизна, теоретическая и практическая значимость, методология и методы исследования, сформулированы положения, выносимые на защиту, описаны реализация и апробация результатов работы.

В первой главе анализируется современное состояние и проблемы управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ, а также перспективные направления совершенствования противоаварийного режимного управления в современных условиях развития электроэнергетики.

Исторически распределительные сети и сети внутреннего электроснабжения энергорайонов не были рассчитаны на интеграцию разнородных источников электроэнергии и разнонаправленные потоки мощности в зависимости от режимов генерации и потребления. Управление нормальными режимами строилось на принципах визуального распознавания параметров и ручного управления ими, а также посредством применения средств режимной автоматики. Управление аварийными режимами осуществлялось посредством применения устройств РЗ, сетевой автоматики (электроавтоматики) и противоаварийной автоматики (ПА).

На электростанциях исторически применялись ГУ отечественного производства, технические характеристики которых соответствовали требованиям государственных стандартов в отношении максимально допустимого времени ликвидации КЗ, перегрузочной способности ГУ, допустимости применения НАПВ и кратковременных асинхронных режимов ГУ, алгоритмов систем автоматического регулирования частоты вращения (АРЧВ) и возбуждения (АРВ).

В настоящее время на современных промышленных предприятиях применяются зарубежные технологические линии, которые не рассчитаны на характеристики провалов и прерываний напряжения, а также другие отклонения параметров режима, допустимые в отечественных распределительных сетях, что приводит к их отключениям, вызывая значительные ущербы у потребителей.

Выявлены следующие проблемные аспекты, требующие решения:

1. Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ обусловлены малыми значениями механических постоянных инерции ГУ, низкой скоростью набора нагрузки ГУ на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС), что приводит к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях, включая набросы/сбросы нагрузки. Характер переходных процессов сильно зависит от параметров ГУ и нагрузки, вследствие сопоставимых суммарных мощностей, а также малых взаимных сопротивлений. В островном (автономном) режиме наблюдаются значительные отклонения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в связи с внедрением устройств с элементами силовой электроники. Для обеспечения корректной работы устройств автоматики энергосистем требуется повышение быстродействия при определении параметров режима с достаточной точностью.

2. Учитывая, что характерными (средними) для распределительных сетей России являются провалы напряжения глубиной 35–99 %, длительностью 1,5–3 с и параметрами потока 10–30 провалов (и более) в год, вероятность возникновения

аварий в энергосистеме, приводящих к отключению ГУ объектов РГ или делающих работу особо ответственных электроприемников невозможной без отделения от сети, достаточно высока. Для предотвращения значительных ущербов у потребителей требуется совершенствование принципов построения делительной автоматики, применительно к энергорайонам с объектами РГ.

3. Неселективные отключения ГУ объектов РГ часто приводят к нарушению электроснабжения промышленных производств и набросам нагрузки на электросетевое оборудование (ЛЭП, СТ), вызывая его перегрузки. Уставки устройств РЗ ГУ задаются заводами-изготовителями и не подлежат изменению без согласования в течение всего гарантийного срока эксплуатации. При самовольном изменении уставок собственником ГУ гарантийные обязательства снимаются в одностороннем порядке. Требуется разработка способов эффективного использования НЭЭ для расширения ОДР ГУ объектов РГ в различных схемно-режимных условиях.

4. Присоединение объектов РГ приводит к изменению схемно-режимных ситуаций в сети, оказывая существенное влияние на находящиеся в эксплуатации устройства автоматики энергосистем. Необходимо обеспечить их функционирование в соответствии с заданными алгоритмами и уставками. Применяемые устройства автоматики не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей и адаптации алгоритмов к текущему режиму. Требуется совершенствование алгоритмов линейного и сетевого АВР и устройств ПА (АЧР, АОСН, АОПО).

5. Применяемые на объектах РГ ГУ имеют существенные отличия от паротурбинных ГУ, проявляющиеся в аномальных и аварийных режимах. Зарубежные ГУ оснащаются системами АРЧВ и АРВ, соответствующими требованиям зарубежных стандартов, которые и определяют характер протекания переходных процессов, а также параметры режимов. Требуется разработка способов адаптации АРЧВ и АРВ ГУ к особенностям энергорайонов.

6. В настоящее время отсутствуют утвержденные НТД или НПА, регламентирующие дополнительные ТТ к ГУ объектов РГ для всей линейки применяемых мощностей, а также требования к комплексным расчетам режимов при разработке схем выдачи мощности (СВМ) объектов РГ, с учетом их особенностей, влияния на режимы работы прилегающей сети и целей строительства. Требуется разработка методики выполнения комплексных расчетов режимов и формирования дополнительных ТТ к ГУ при проектировании энергорайонов с объектами РГ.

Значителен вклад экспертов IEEE и CIGRE в решение вопросов от интеграции до обеспечения надёжного функционирования ГУ объектов РГ, однако прямое использование международного опыта в ЭЭС России невозможно. Требуется учитывать особенности отечественных распределительных сетей, применяемых устройств РЗ и ПА, принципов резервирования защит, современных ГУ и нагрузки.

Для управления нормальными и аварийными режимами в энергорайонах с объектами РГ требуется разработка ПАК АУНиАР на принципиально новом научно-технологическом уровне, с реализацией усовершенствованных алгоритмов управления, адаптируемых к текущим схемно-режимным условиям.

Во второй главе разрабатываются способы определения параметров режима в условиях быстрых переходных процессах с флуктуациями на основе методов максимального правдоподобия и дискриминаторного, а также способ последовательного принятия решений логическим блоком АУНиАР на основе процедуры Вальда.

Большинство вариантов цифровой обработки сигналов токов и напряжений (дискретное преобразование Фурье – ДПФ, метод наименьших квадратов, фильтрация Калмана и др.) используют вычислительные соотношения, исходя из синусоидальной формы сигнала. В энергорайонах с объектами РГ возможны значительные отклонения ПКЭ, кратковременные колебания параметров режима в широком динамическом диапазоне, что связано с применением нелинейной нагрузки, устройств силовой электроники и ВИЭ со стохастической выработкой электроэнергии, ограничивая применение традиционных методов цифровой обработки сигналов.

Задача определения параметров сигналов является в общем случае статистической, поскольку оцениванию подлежат неизвестные величины параметров в условиях шумов и помех. Если оцениваемый параметр α является неслучайной величиной, то для отыскания $\hat{\alpha}$ следует использовать небайесовские методы оценивания, например, **метод максимального правдоподобия (ММП)**.

При этом плотность распределения вероятностей $p(\vec{y}/\alpha)$ рассматривается как функция неслучайного параметра α и называется функцией правдоподобия

$$L(\alpha) = p(\vec{y}/\alpha). \quad (2.1)$$

Функция правдоподобия зависит как от параметра α , так и от реализации $\vec{y}$ наблюдаемого процесса. Оценкой максимального правдоподобия является точечная оценка $\alpha = \theta(\vec{y}) \equiv \hat{\alpha}_m$, для которой

$$L(\hat{\alpha}_m) = \max_{\alpha} L(\alpha). \quad (2.2)$$

При максимуме, достигаемом во внутренней точке множества значений α и дифференцируемости по α функции правдоподобия, оценка $\hat{\alpha}_m$ является корнем уравнения $dL(\alpha)/d\alpha = 0$ или $d \ln L(\alpha)/d\alpha = 0$, называемого уравнением максимального правдоподобия.

Для определения $\hat{\alpha} = \theta(\vec{y})$ неслучайного параметра α , математическое ожидание может быть смещено

$$M\theta(\vec{y}) = \int_Y \theta(\vec{y})p(\vec{y}/\alpha)d\vec{y} = \alpha + \Delta(\alpha), \quad (2.3)$$

где $\Delta(\alpha)$ – смещение определения.

Если $\Delta(\alpha) = 0$, то есть $M\theta(\vec{y}) = \alpha$, оценка $\theta(\vec{y})$ называется несмещенной.

Из последнего равенства можно получить

$$\int_Y [\theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)]p(\vec{y}/\alpha)d\vec{y} = 0. \quad (2.4)$$

Произведя дифференцирование по α , имеем

$$\int_Y [\theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)] \frac{dp(\vec{y}/\alpha)}{d\alpha} d\vec{y} = \int_Y (1 + \Delta'(\alpha))p(\vec{y}/\alpha)d\vec{y} = 1 + \Delta'(\alpha). \quad (2.5)$$

где $\Delta'(\alpha) = d\Delta(\alpha)/d\alpha$ и предполагается, что функция $p(\vec{y}/\alpha)$ регулярна.

Преобразуем последнее равенство с учетом выражения

$$dp(\vec{y}/\alpha)/d\alpha = p(\vec{y}/\alpha) d \ln(p/\alpha)/d\alpha, \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned} \int_Y [\theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)]^2 p(\vec{y}/\alpha) d\vec{y} \int_Y \left[\frac{d \ln p(\vec{y}/\alpha)}{d\alpha} \right]^2 p(\vec{y}/\alpha) d\vec{y} \\ \geq [1 + \Delta'(\alpha)]^2. \end{aligned} \quad (2.7)$$

В этом выражении первый интеграл равен дисперсии определения $\theta(\vec{y})$

$$M[\theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)]^2 = M[\theta(\vec{y}) - M\theta(\vec{y})]^2 = D\theta(\vec{y}). \quad (2.8)$$

Таким образом, справедливо неравенство

$$D\theta(\vec{y}) \geq \frac{[1 + \Delta'(\alpha)]^2}{M[d \ln p(\vec{y}/\alpha) / d\alpha]^2}, \quad (2.9)$$

соответствующее неравенству Рао-Крамера.

Неравенство (2.9) определяет нижние границы дисперсии смещенных оценок, а их значения зависят от объема выборки $\vec{y}$ и плотности вероятности $p(\vec{y}/\alpha)$. Поскольку дисперсия определения есть мера рассеяния относительно среднего значения, то при измерениях необходимо реализовать определения с минимальной дисперсией и смещением. Под потенциальной точностью измерения неслучайного параметра понимается наименьшее значение среднеквадратической ошибки δ_α , которое определяется границей неравенства Рао-Крамера

$$\delta_\alpha = \frac{1}{\sqrt{-M \frac{d^2}{d\alpha^2} \ln \Lambda(\vec{y}/\alpha) |_{\alpha = \alpha_0}}}, \quad (2.10)$$

где α_0 – истинное значение условного параметра; $\Lambda(\vec{y}/\alpha)$ – условное отношение правдоподобия, характеризующее, в том числе, отношение сигнал/шум.

На основе ММП, в качестве примера, разработан многоканальный измеритель частоты, представленный на рисунке 2.1а (9 параллельных фильтров, настроенных на f в диапазоне от 40 до 60 Гц с шагом 2,5 Гц), в котором наибольшее значение оцениваемой амплитуды U будет соответствовать текущей f обрабатываемого сигнала.

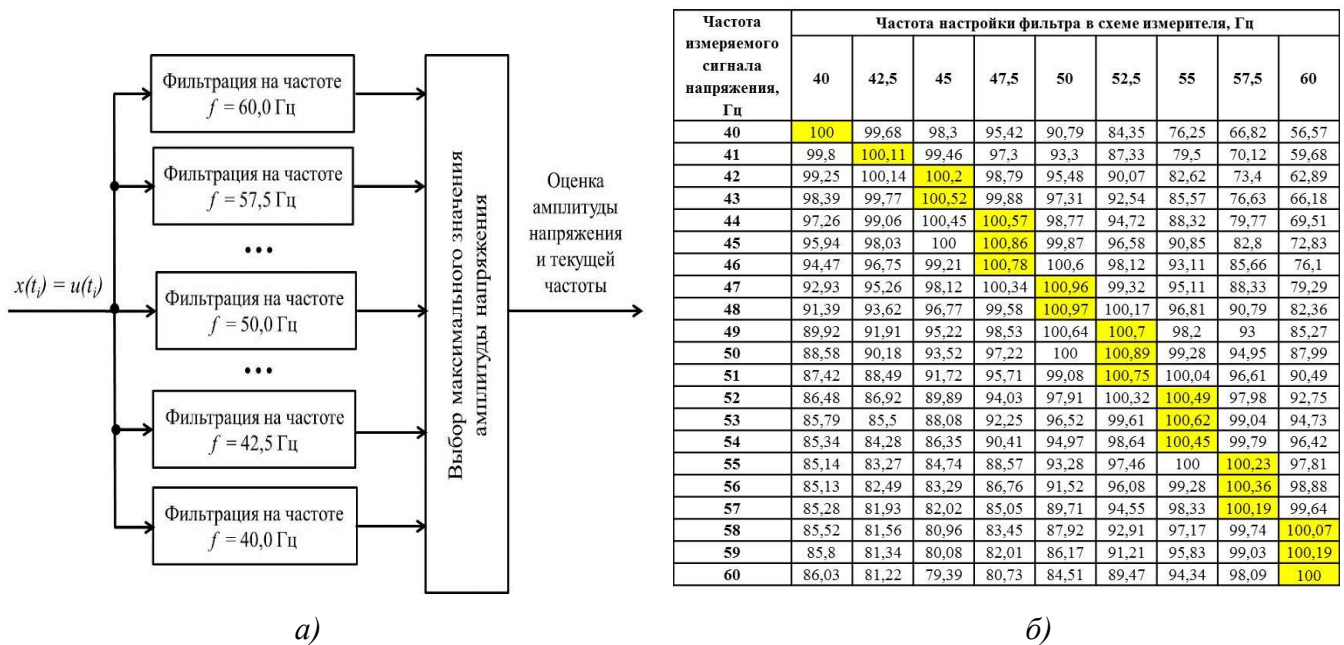


Рисунок 2.1 – Структурная схема многоканального измерителя частоты по ММП (а); таблица с результатами определения амплитуды и частоты напряжения по ММП (б)

Анализ результатов на рисунке 2.1б показывает, что погрешность определения амплитуды напряжения по ММП составляет $< 1\%$ при любом отклонении f , а высокая точность определения обеспечивается даже при малом числе каналов фильтрации.

Доказано, что параллельная структура измерителя обеспечивает высокую точность определения амплитуды напряжения в быстрых переходных процессах, что является существенным отличием предложенного решения по сравнению с извест-

ными методами адаптации к изменениям частоты, где требуются дополнительные затраты времени на реализацию специальных алгоритмов адаптации.

Проведены исследования ММП на предмет определения синусоидального сигнала напряжения, искаженного высшими гармониками, при отклонении от номинального значения основной f (амплитуда сигнала напряжения – 100 В; частота основной гармоники – 56 Гц; амплитуда второй гармоники – 10,66 В; 3-ей – 3,07 В; 4-й – 1,57 В; 5-й – 0,88 В). Расчеты амплитуды выполнялись с использованием ДПФ с $N = 80$ и $N = 8$ отсчетов на период промышленной частоты, при реализации ММП применялся измеритель (рисунок 2.1а) с фильтрацией на основе ДПФ в каждом канале, результаты представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты определения амплитуды сигнала напряжения

	ДПФ $N = 80$	ДПФ $N = 8$	ММП $N = 80$
Амплитуда, В	93,36	91,51	98,52
Погрешность, %	6,64	8,49	1,48

Результаты исследований показали, что предложенный принцип построения многоканального измерителя частоты по ММП обеспечивает одновременную оценку нескольких параметров режима с высокой точностью ($< 1\%$) в условиях изменения частоты и ПКЭ, при существенном (до 4 раз) снижении погрешности в сравнении с алгоритмами на основе ДПФ.

Важно отметить эффективность применения **дискриминаторных методов**, например, в системе управления НЭЭ, а также при оценке параметров режима в энергорайонах с объектами РГ. Для функционирования дискриминаторной схемы необходимо иметь априорное значение параметра α , близкое к истинному значению. Значение α можно получить, реализуя предварительные определения параметра ($\hat{\alpha}_0$) с применением, например, многоканального параллельного измерителя. При этом оценка параметра осуществляется в пределах области возможных значений $\alpha_{min} \dots \alpha_{max}$, а отыскание определения $\hat{\alpha}$ предполагается неизменность параметра на интервале наблюдения (временном «окне» анализа).

Дискриминаторный измеритель предполагает непрерывное определение параметра и подстройку частоты напряжения, которая реализована с помощью цифрового генератора разностной частоты, на вход которого поступает разностный сигнал с выхода устройства вычитания дискриминатора. Функционирование генератора разностной частоты осуществляется в соответствии с дискриминаторной характеристикой, отражающей зависимость рассогласования Δ от частоты сигнала напряжения на входе дискриминатора, осуществляя перенос входного дискретного сигнала напряжения $U \cdot \exp[2\pi f n t_d + \varphi(n t_d)]$ на частоту $f_0 = 50$ Гц.

Получена улучшенная дискриминаторная характеристика (рисунок 2.2), которая линейна в заданном диапазоне частот и симметрична относительно точки, соответствующей $f = 50$ Гц, что позволяет иметь линейную зависимость выходного сигнала дискриминатора от измеряемой величины. Для этого использовано выражение

$$H_{\delta}(\omega) = H_{\delta,1}(\omega) - H_{\delta,2}(\omega) = \frac{H_{60}(\omega)}{H_{40}(\omega)} - \frac{H_{40}(\omega)}{H_{60}(\omega)}. \quad (2.11)$$

Разработана структурная схема дискриминаторного измерителя, представленная на рисунке 2.3, где штриховыми линиями выделены отдельные блоки схемы.

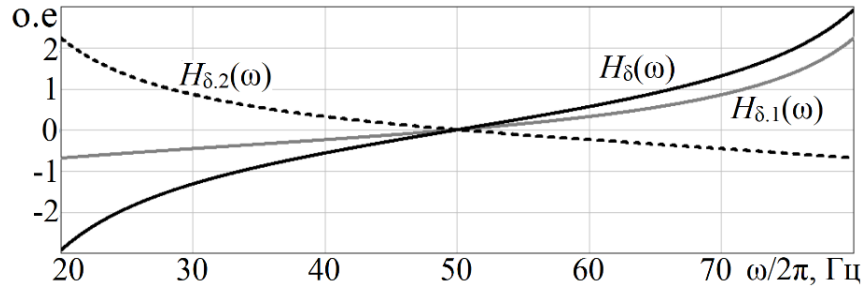


Рисунок 2.2 – Улучшенная дискриминаторная характеристика

Обосновано, что применение в дискриминаторном измерителе алгоритма Герцеля эффективно при реализации ДПФ для существенного сокращения вычислительных затрат, почти не зависящих от длины «окна данных» сигнала.

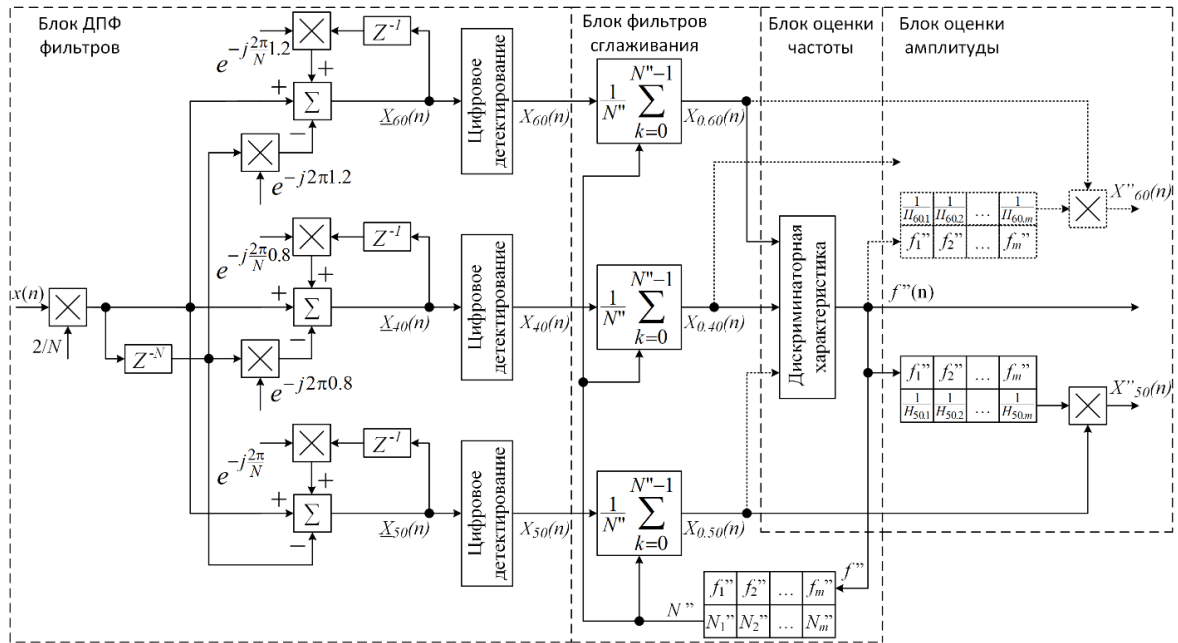


Рисунок 2.3 – Структурная схема дискриминаторного измерителя определения частоты и амплитуды сигнала напряжения

Проведено исследование динамических характеристик дискриминаторного измерителя при анализе переходных процессов в энергорайоне с объектом РГ в ПК «Mathcad», использовался тестовый сигнал $U = 100$ В, f изменялась во времени. На рисунке 2.4 показаны измеряемые амплитуда и f сигнала, ошибки определения f ($\Delta f''_1(n)$ и $\Delta f''_2(n)$ – погрешности определения f ; $f''_2(n)$ – расчетная частота при дискриминаторной характеристике (2.11); $f(n)$ – текущее значение f ; X''_{50} , X''_{60} , – откорректированные значения U на выходах ДПФ фильтров соответствующих f .

Дискриминаторные методы обладают высокими динамическими характеристиками: в установившемся режиме в диапазоне частот 40–60 Гц погрешность измерения $f < 0,1$ Гц, в переходном процессе при скорости изменения частоты 2,5 Гц (5 %) за период промышленной частоты погрешность измерения составила $< 0,5$ Гц. Погрешность определения амплитуды U на выходах ДПФ фильтров составила < 1 %.

Проведено исследование для определения устойчивости дискриминаторных методов к изменениям ПКЭ, когда в имитируемый входной сигнал напряжения добавлялись вторая гармоника и компонента на некротной частоте 170 Гц, уровень помеховых составляющих достигал 15 % от амплитуды напряжения. Погрешности определения частоты и амплитуды сигнала напряжения при этом составили $< 2,5$ %.

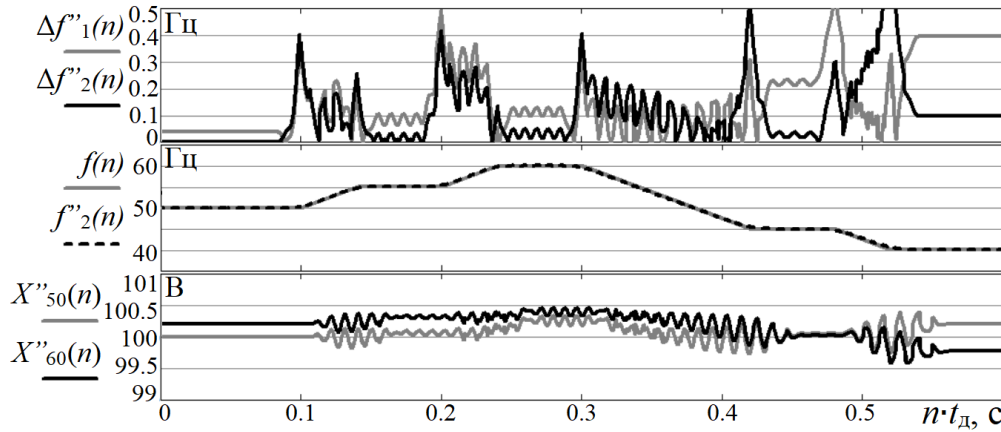


Рисунок 2.4 – Результаты определения точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при $t_d = 0,25$ мс (t_d – время дискретизации)

При создании ПАК АУНиАР энергорайонов с объектами РГ дополнительно требуется реализация функции распознавания режимных областей для адаптации алгоритмов работы и параметров настройки к условиям текущего режима. Статистическая задача последовательного принятия решений с использованием **процедуры Вальда** позволяет реализовать функцию распознавания.

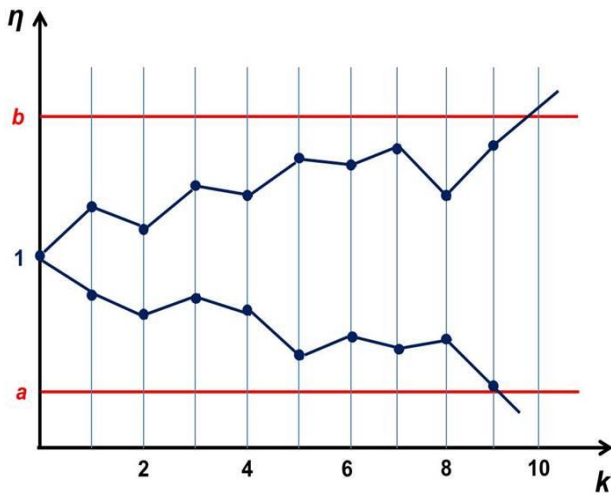
Пусть существует режим, принадлежащий одному из двух классов $\{H_0, H_1\}$ (0 – нормальный режим, 1 – аварийный режим), характеризуемый соответствующими гипотезами H_0 и H_1 , и пусть имеется набор последовательных измерений параметров, характеризующих одновременно и нормальный и аварийный режим $\{x_1, \dots, x_m\}$, обозначенный обобщенной переменной x . Стратегия последовательного принятия решения соответствует набору решающей функции $S = \{S_1, \dots, S_m\}$, где S_i определяется измерениями $\{x_1, \dots, x_i\}$ соответствующими классам $\{H_0, H_1, H_n\}$. Стратегия S оценивает каждое измерение x_i в соответствующий дискретный момент времени i , и вырабатывает решение S_i . Гипотеза H_n означает «не знаю» и предполагает «продолжение решения» за счет выполнения еще одного дискретного шага. Если принимается решение $\hat{H}_n$, то выполняется измерение x_{i+1} и оценивается решающая функция S_{i+1} . В противном случае стратегия S предполагает однозначную классификацию режима на шаге S_i . При этом принципиально возможны следующие шесть ситуаций совмещения случайных событий «решения» $\hat{H} = \{H_0, H_1, H_n\}$ и «условия» $H = \{H_0, H_1\}$ для текущего измерения x_i : 1) $\hat{H}_1 H_1$ – правильное распознавание аварийного режима; 2) $\hat{H}_0 H_1$ – пропуск аварийного режима; 3) $\hat{H}_n H_1$ – принятие решения «не знаю» в условиях аварийного режима; 4) $\hat{H}_n H_0$ – принятие решения «не знаю» в условиях нормального режима; 5) $\hat{H}_1 H_0$ – ложное принятие решения об аварийном режиме; 6) $\hat{H}_0 H_0$ – правильное распознавание нормального режима.

Разработана структурная схема устройства распознавания режимов, основанная на принципе «трехпозиционного реле», с применением 2-х уставок (рисунок 2.5).

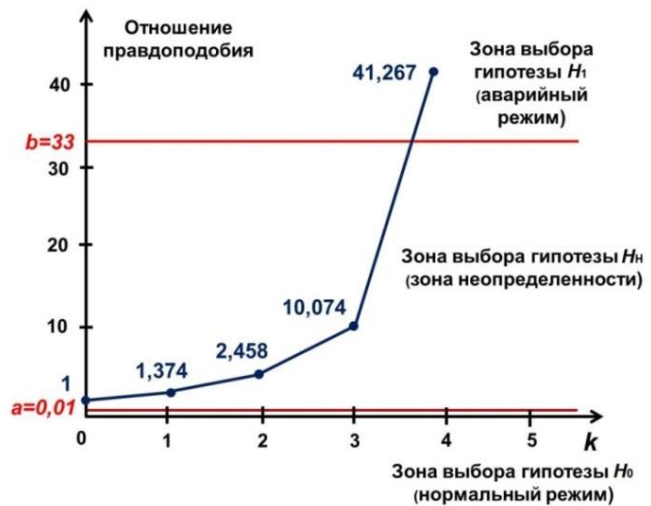


Рисунок 2.5 – Структурная схема устройства распознавания режимов

Процесс достижения уставочных значений (a и b) поясняет рисунок 2.6а, где последовательные шаги $k = 1, 2, \dots$. При формировании уставок a и b не обязательно знать стоимостные показатели ошибочных решений и априорные вероятности. Уставки при многошаговой последовательной процедуре распознавания следует определять по конечным вероятностям ошибочных решений $P(\hat{H}_0 H_1)$ и $P(\hat{H}_1 H_0)$.



а)



б)

Рисунок 2.6 – Последовательная многошаговая процедура принятия решения (а); пример процедуры последовательного принятия решения Вальда в устройстве АЧР (б)

Процесс принятия решения на примере устройства АЧР способом последовательной проверки по отношению вероятностей Вальда показан на рисунке 2.6б, где видно, что для принятия решения потребовалось четыре измерения f и соответственно четыре расчетных отношения правдоподобия. Для его реализации требуются лишь результаты расчетов электрических режимов, выраженные в статистических распределениях частоты для нормальных и аварийных режимов, а также текущие последовательные измерения. Разработанное устройство имеет многоканальную структуру, соответствующую очередям АЧР, где в каждом из каналов реализуется независимая процедура принятия решения по процедуре Вальда.

Доказано, что задержка в принятии решения практически не влияет на быстродействие АУНиАР при высокой частоте дискретизации сигналов I и U и в общем случае определяется ошибками первого α и второго β рода. При частотах дискретизации, соответствующих стандарту МЭК 61850, задержка, как правило, не превышает 1 мс. Дополнительно сократить время принятия решения позволяет введение алгоритмов усечения последовательного анализа при распознавании режима.

Разработанные способы определения параметров режима, основанные на применении методов максимального правдоподобия и дискриминаторного, позволяют перейти в АУНиАР от измерения параметров режима к их оценке с высокой точностью результатов ($< 1\%$), повысив быстродействие до 0,02–0,035 с и надежность срабатывания в условиях быстрых переходных процессов, при снижении погрешности по сравнению с алгоритмами на основе ДПФ (до 4 раз). Разработанный способ последовательного принятия решений логическим блоком АУНиАР, основанный на использовании процедуры Вальда, позволяет повысить быстродействие до 0,02–0,035 с и точность идентификации режимной области для оптимального выбора видов, объемов и мест реализации УВ.

В третьей главе разрабатывается способ реализации многопараметрической делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ для обеспечения успешного превентивного или непреднамеренного его выделения в островной режим работы, в том числе с дефицитом активной мощности.

Разработанный способ реализации МДА позволяет осуществлять выделение энергорайона с объектами РГ от энергосистемы в случаях возникновения аварий (режимов высоких рисков нарушения электроснабжения), с целью предотвращения отключений ГУ объектов РГ и особо ответственных электроприемников, развития лавины напряжения, а также обеспечения надежного электроснабжения вплоть до момента ликвидации аварии в энергосистеме и нормализации параметров режима.

Принятие проектных решений по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА для конкретного энергорайона (выбор пусковых и блокирующих органов; УВ, объемов и мест их реализации) основывается на результатах расчетов режимов в различных схемно-режимных условиях в сети внешнего электроснабжения, энергорайоне и в нагрузке, включая расчеты электромеханических переходных процессов. Выделение энергорайона может быть целесообразно в одних случаях и нецелесообразно в других, поэтому в МДА применяются блокирующие алгоритмы (недостаток располагаемой мощности; $U > 90\%$ – предотвращение излишних срабатываний).

Баланс генерируемой и потребляемой активной мощности в энергорайоне может быть любым: от случая минимальной генерации в объеме аварийной (технологической) брони в режиме максимальных нагрузок до генерации избыточной мощности при минимальной нагрузке, с ее выдачей в энергосистему. При этом выделение энергорайона требует выполнения дополнительных коммутаций, связанные с переконфигурацией сети, отключением части ГУ и электроприемников, поэтому алгоритм МДА адаптируется к конкретным схемно-режимным условиям.

Расчету подлежат режимы перед выделением, с разными возможными параметрами в сети внешнего электроснабжения (ремонтные схемы), и которые устанавливаются после выделения. Обосновано, что установившийся режим после выделения требуется рассматривать с учетом предшествующих процессов, поэтому в расчеты динамической устойчивости следует вводить алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗ ГУ, которые могут срабатывать при форсировке возбуждения и перегрузке по активной мощности, с действием на ОН и отключение ГУ.

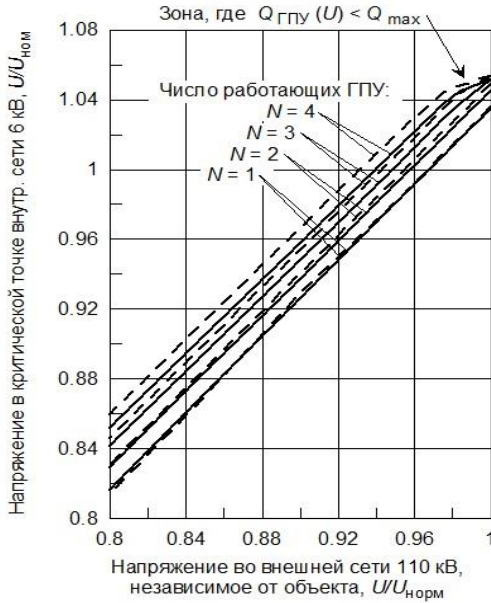
Обосновано, что выбор алгоритма работы МДА при снижении напряжения требует учета варианта инициирующего возмущения в сети внешнего электроснабжения, когда условия срабатывания пусковых органов МДА будут различны:

- плавное снижение U , например, вызванное ростом нагрузки при приближении к суточному максимуму в ремонтной схеме сети внешнего электроснабжения;
- провал напряжения, вследствие КЗ.

Если узел с наименьшим U находится в сети внешнего электроснабжения (иначе действие МДА нецелесообразно), то U , близкие к нормальным, будут на шинах ГУ. Напряжения понижаются по мере удаления от ГУ к границе энергорайона с сетью внешнего электроснабжения и далее к узлу с наименьшим U . Графики изменения напряжения в критической точке сети внутреннего электроснабжения 6 кВ энергорайона с 4-мя ГПУ в функции напряжения на шинах ПС 110 кВ (рисунок 3.1).

В медленно изменяющихся режимах рост возбуждения ограничивается длительно допустимыми величинами $I_{\text{возб}}$. (режимы форсировки до потолочного значения

недоступны) и дальнейшее снижение U в сети внешнего электроснабжения вызывает большие снижения напряжения в узлах энергорайона.



Целесообразность действия МДА возникает, когда $U_{кр} \geq 85\%$ в энергорайоне, а понижение напряжений происходит плавно и вызвано внешними факторами. Это позволяет пусковым органам напряжения, отстроенным от кратковременных понижений напряжения, когда пуск МДА нецелесообразен, обеспечить выделение энергорайона.

Диапазон изменения напряжения на шинах ПС 110 кВ ограничен условием $U > 80\%$, иначе могут возникать нарушения нормальной работы электроприемников на других участках сети. Возбуждение ГУ объекта РГ регулируется по отклонению напряжения, поэтому снижение питающего U вызывает рост $Q_{ГПУ}$.

Рисунок 3.1 – Графики изменения U в энергорайоне при его снижении в сети внешнего электроснабжения (сплошные линии – нормальная схема сети 110 кВ, штриховые – ремонтная)

Результаты исследований показали, что при близких КЗ (особенно $K^{(3)}$), ликвидируемых с Δt , провалы U узлах нагрузки энергорайона будут настолько значительны, что приводит к возникновению нескольких областей, в которых возможно быстрое развитие лавины напряжения с отключением электроприемников, как самопроизвольным, так и действием устройств РЗ и технологической автоматики. Применение МДА при этом содействует предотвращению возможности возникновения в энергорайоне лавины напряжения. В рассмотренных случаях (плавное снижение; провал напряжения) характер протекания переходного процесса может быть резко утяжелен, если ГУ объектов РГ будут отключены устройствами РЗА. Переходные процессы с возмущением в сети 110 кВ – двухфазное КЗ на землю ($K^{(1,1)}$), ликвидируемое резервной защитой с $\Delta t = 5$ с, действующей на отключение одной из двух ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой показаны на рисунке 3.2.

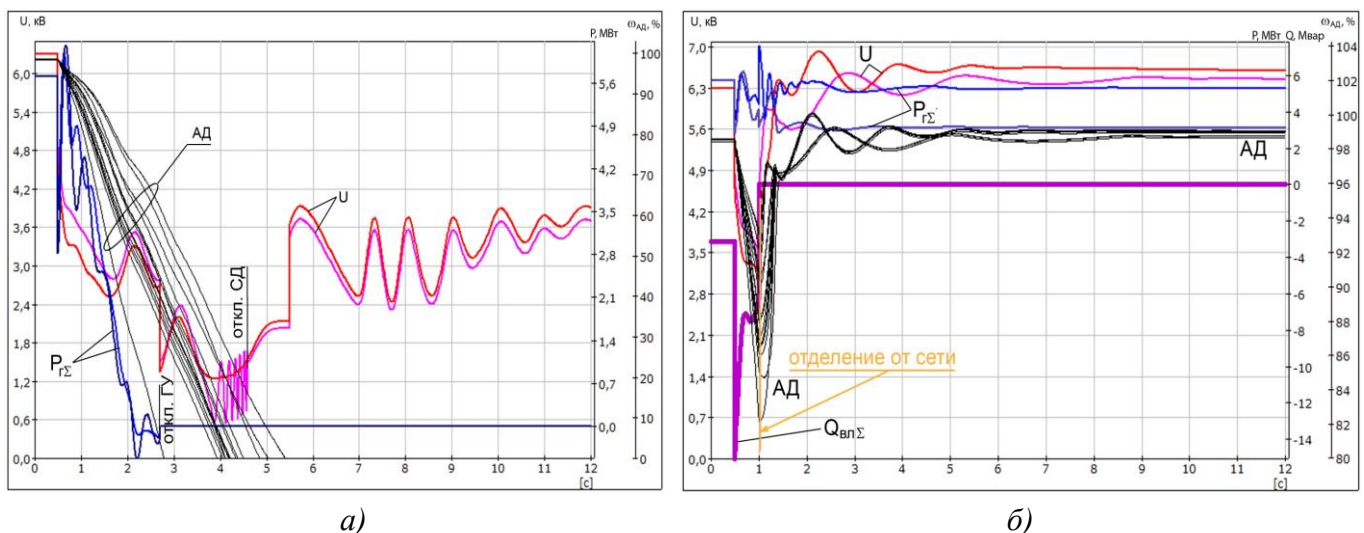


Рисунок 3.2 – Переходный процесс с лавиной напряжения в результате затяжного $K^{(1,1)}$ и отключением всех четырех ГПУ действием устройств РЗ по снижению напряжения (а); тот же процесс, но при действии МДА через 0,5 с после начала КЗ (б)

Фиксация параметров режима производилась на шинах 6 кВ энергорайона, к которым подключены ГУ и электроприемники, без применения МДА (а) и с МДА (б).

В этом случае пусковой орган МДА, фиксирующий величину и направление суммарного перетока реактивной мощности по линиям электропередачи 110 кВ от энергорайона в сеть внешнего электроснабжения $Q_{ВЛС}$, действует через 0,5 с после начала КЗ, отключений ГПУ и электроприемников при этом не происходит.

Эффективность МДА в значительной мере зависит от ее быстродействия. Время работы МДА от начала возмущения в сети внешнего электроснабжения рассматривается как допустимое, если в энергорайоне не отключаются ГУ и не возникает лавина напряжения. Для рассматриваемого энергорайона ограничение максимально допустимого времени выделения показано на рисунке 3.3а.

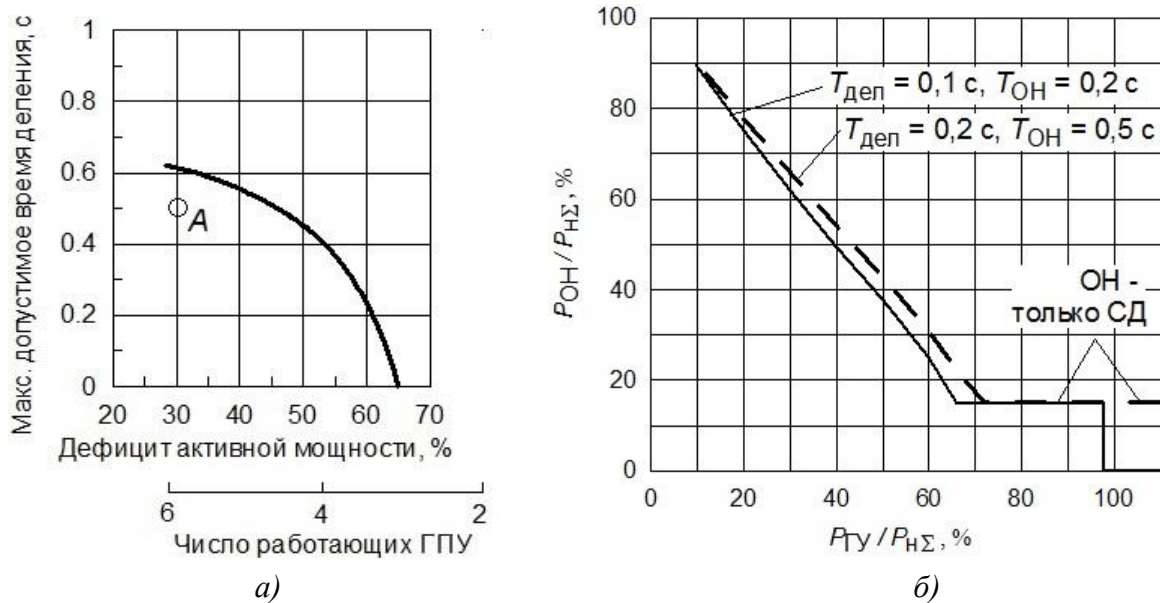


Рисунок 3.3 – Допустимое время срабатывания МДА (а), где точка А соответствует переходному процессу на рисунке 3.2б; необходимые объемы ОН для разных суммарных мощностей ГУ (б)

Одним из основных показателей эффективности МДА служит минимально необходимый объем ОН. При различных суммарных мощностях ГУ для $T_{\text{дел}} = 0,1$ и $0,2$ с, с соответствующими $T_{\text{ОН}} = 0,2$ и $0,5$ с величины необходимых объемов ОН показаны на рисунке 3.3б. При малых суммарных мощностях ГУ на объектах РГ целесообразно рассматривать вопрос выделения в островной режим только группы особо ответственных электроприемников.

Влияние быстродействия МДА на успешность выделения энергорайона показано на рисунке 3.4а. Доказано, что если провал напряжения в сети внешнего электроснабжения достаточно глубокий, то лавина напряжения будет развиваться быстро, что требует максимального быстродействия МДА. Граница области успешного деления действием МДА определяться на стадии проектирования МДА на основании результатов расчетов режимов для энергорайона с конкретным составом нагрузки (рисунок 3.4б) для $T_{\text{дел}} = 0,1$ с. Иначе обеспечить принятие корректных технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА невозможно.

Важным критерием, характеризующим эффективность МДА, является существование установившегося режима в островном режиме работы энергорайона с параметрами, допустимыми для всех особо ответственных электроприемников, для которых контролируются величины отклонения f , U и их длительности.

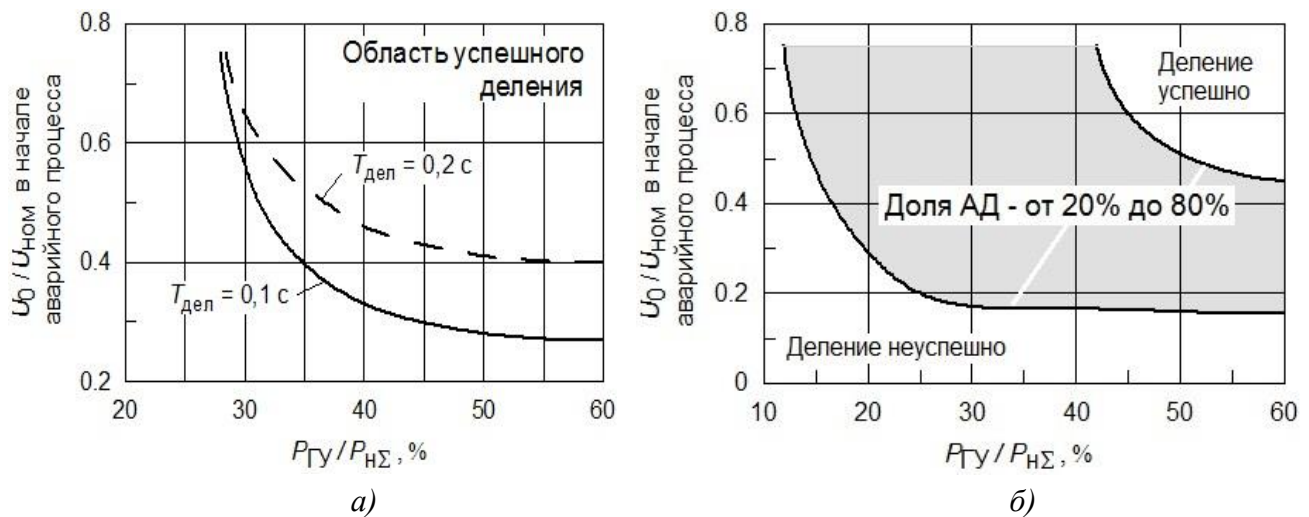


Рисунок 3.4 – Влияние быстродействия МДА на успешность выделения без дополнительного ОН (а); зависимость положения границ области успешного деления от состава нагрузки (б)

Разработанный способ реализации МДА для энергорайонов с объектами РГ предусматривает наличие необходимого набора пусковых органов (частота; напряжение; реактивная мощность и ее направление; положение КА), действует как превентивно по параметрам режима, так и при непреднамеренном выделении (с КЗ; без КЗ), обеспечивая надежное выделение энергорайона с дефицитом активной мощности до 60 %. Быстродействие МДА (0,1–0,2 с) и реализации УВ на ОН (0,2–0,5 с) позволяет отказаться от дополнительного ОН (сверх начального дефицита мощности), обеспечив надежное электроснабжение ответственных электроприемников.

В четвертой главе разработан способ расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ за счет применения НЭЭ с независимым регулированием по активной и реактивной мощности.

Способ расширения ОДР предназначен для предотвращения излишних отключений ГУ объектов РГ при правильных действиях устройств РЗ с выдержками времени (основных; резервных; дальнего резервирования) в прилегающей сети, в условиях значительных набросов/сбросов нагрузки, как при параллельной работе с энергосистемой, так и в островном (автономном) режиме.

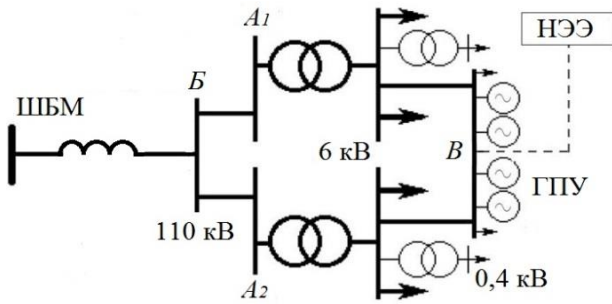
На зарубежных ГУ объектов РГ уставки устройств РЗ которых выбраны в соответствии с требованиями зарубежных стандартов ($T_{КЗ} \leq 0,15$ с), что приводит к частым отключениям ГУ в режимах не опасных для генераторов, создавая для технологического процесса промышленного предприятия аварийные условия.

Кратковременные отклонения параметров режима (f ; U) могут возникать в различных схемно-режимных условиях (КЗ; выделение в островной режим с дефицитом мощности; пуск групп электродвигателей), которых достаточно для отключения ГУ. Реализация УВ на НЭЭ позволяет получить дополнительную активную/реактивную мощность в точке присоединения, предотвратив их отключение. Для определения эффективности применения НЭЭ и выбора оптимальных УВ на рисунке 4.1 представлен упрощенный вид расчетной схемы энергорайона с $P_{нΣ} = 20$ МВт и объектом РГ, состоящем из 4-х ГПУ с суммарной мощностью ГУ $P_{гу} = 10$ МВт.

Состав нагрузки по потребляемым мощностям: доля СД – 10 %, доля АД – 62 %, статическая нагрузка – 28 %, параметры эквивалентных АД: $M_{стат} / M_{ном} = 0,2$ (для АД, составляющих 20 % суммарного потребления), 0,4 (70 %) и 0,8 (10 %) соответственно.

Результаты исследований показали, что ввод УВ на НЭЭ, пока не ликвидиро-

вано многофазное КЗ, значительно менее эффективен. Показана целесообразность быстрого ввода УВ на НЭЭ (до 30 мс) по схемно-режимным условиям, при которых возможны отключения ГУ.



Эффективно управление $Q_{НЭЭ}$ по принципу форсировки (применение пропорционального регулирования напряжения в САУ НЭЭ требует общей перенастройки системы для исключения колебательной неустойчивости и демпфирования колебаний).

Рисунок 4.1 – Упрощенный вид расчетной схемы энергорайона с объектом РГ и НЭЭ

Примеры переходных процессов при КЗ в точке **В** показаны на рисунке 4.2 (s, % – скольжения некоторых АД; УВ на НЭЭ – $Q_{УВ} = 10$ Мвар; Δt – время, в течение которого U на шинах ГУ ниже $U_{\min}$ – уставки РЗ ГУ по снижению напряжения).

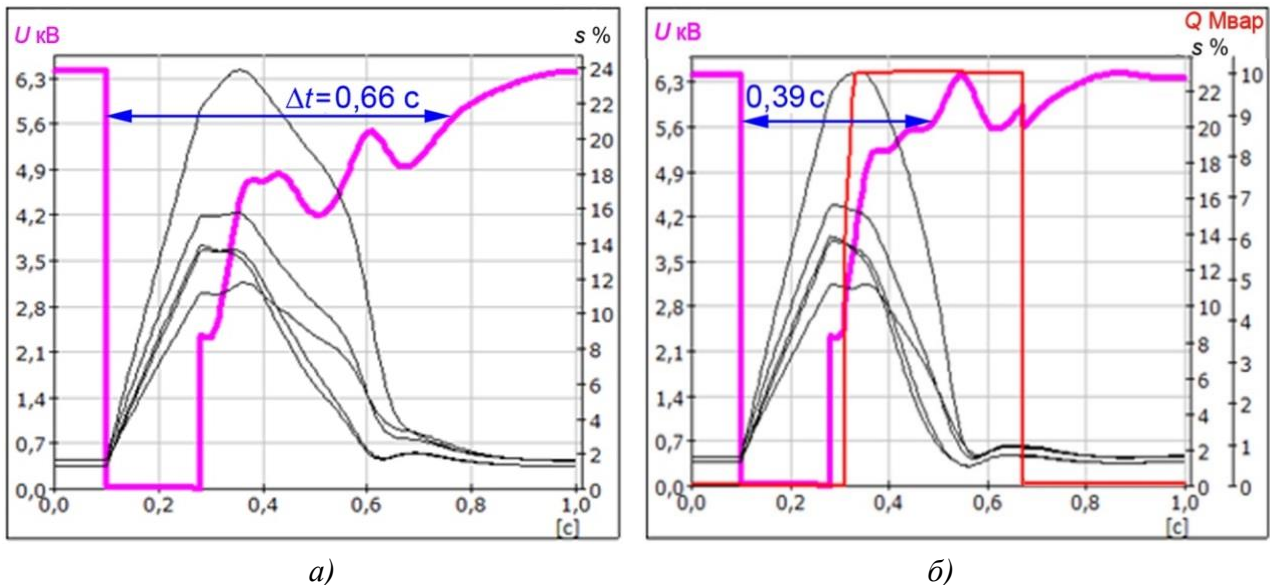


Рисунок 4.2 – Переходные процессы при трехфазном КЗ и после его ликвидации: без УВ (а); при вводе УВ на НЭЭ и его снятии с выдержкой времени 0,1 с (б)

Обоснована целесообразность повторной реализации УВ на НЭЭ с пуском по U , с учетом параметров и характера переходного процесса. Величина мгновенного повышения напряжения ΔU в момент ввода УВ на НЭЭ близка к линейной и зависит от объема УВ – $Q_{УВ}$ (изменяется в диапазоне от 2 до 13 % при изменении $Q_{УВ}$ в диапазоне от 2 до 20 Мвар) и почти одинакова для разных составов нагрузки.

Эффективность реализации УВ на НЭЭ для сокращения времени Δt показана на рисунке 4.3а. Наибольший эффект достигается, когда $Q_{УВ} / P_{ГУ} \approx 0,4-0,5$ (основные влияющие параметры – относительная мощность $P_{ГУ} / P_{\Sigma}$ и мощность КЗ на шинах, к которым подключены ГУ). Зависимость длительности УВ ($T_{УВ}$) и количества электричества ($I_{УВ} \cdot T_{УВ}$, А·с) от величины УВ представлена на рисунке 4.3б.

Показано, что мощность и энергоемкость НЭЭ целесообразно определять с учетом возможности реализации других, технически и экономически эффективных мероприятий (автоматическое ограничение суммарной мощности электродвигателей, одновременно участвующих в самозапусках; применение автоматики повторных пусков электродвигателей; применение частотно-регулируемого привода и др.).

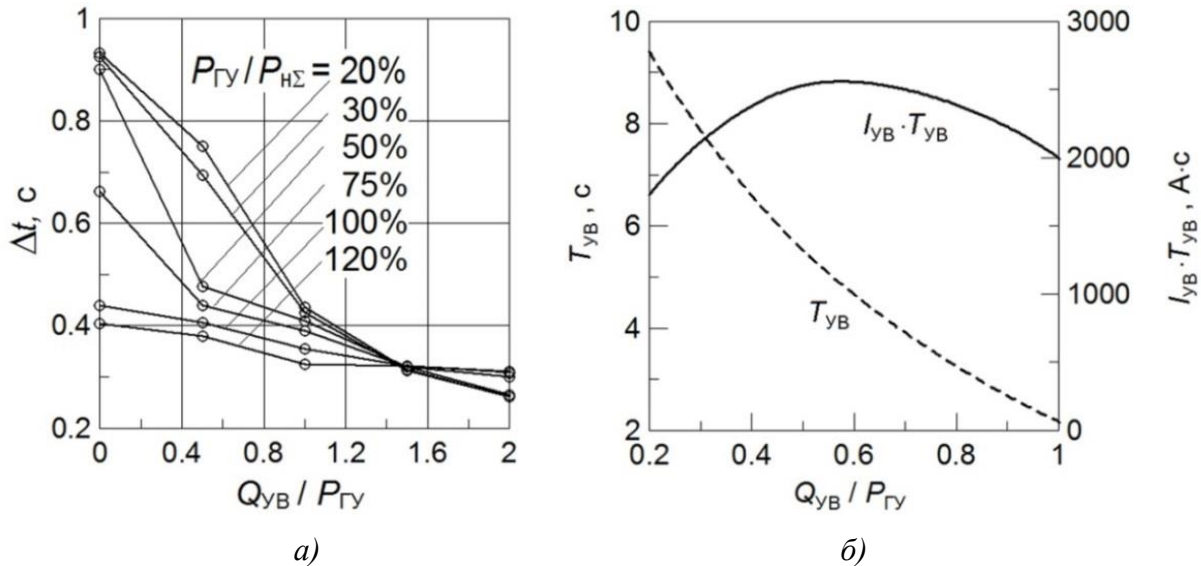


Рисунок 4.3 – Зависимость длительности срабатывания пускового органа РЗ ГУ при снижении напряжения от объема УВ (а); зависимость длительности УВ (T_{UB}) и израсходованного количества электричества ($I_{UB} \cdot T_{UB}$) от объема УВ (б)

Доказано, что провал U при КЗ в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных энергорайонов заметно длительнее, чем само время КЗ, так как после его ликвидации напряжения понижены на время самозапусков электродвигателей, а их длительность равна или больше времени КЗ. Выбор мощности и энергоемкости НЭЭ необходимо производить с учетом данного обстоятельства.

Необходимость ввода УВ на НЭЭ и их объем зависят от состава нагрузки и результирующей устойчивости электродвигателей (собственные параметры и сопротивления связей с мощными внешними источниками). Обосновано, что в первую очередь следует рассматривать схемно-режимные условия, которые соответствуют ремонтной схеме в сети внешнего электроснабжения.

На рисунке 4.4а представлены результаты расчетов необходимых объемов УВ при КЗ⁽³⁾ в разных точках сети 6 кВ ($\Delta U_{КЗ.0}$ – почти до нуля, $T_{КЗ}$ – до 2 с). Моделировались КЗ на варьлируемых удалениях от шин ГУ с варьлируемой длительностью при $P_{ГУ} / P_{нΣ} = 25 \%$. На рисунке 4.4б показан переходный процесс для варианта А на рисунке 4.4а, предельно допустимый по управлению напряжением.

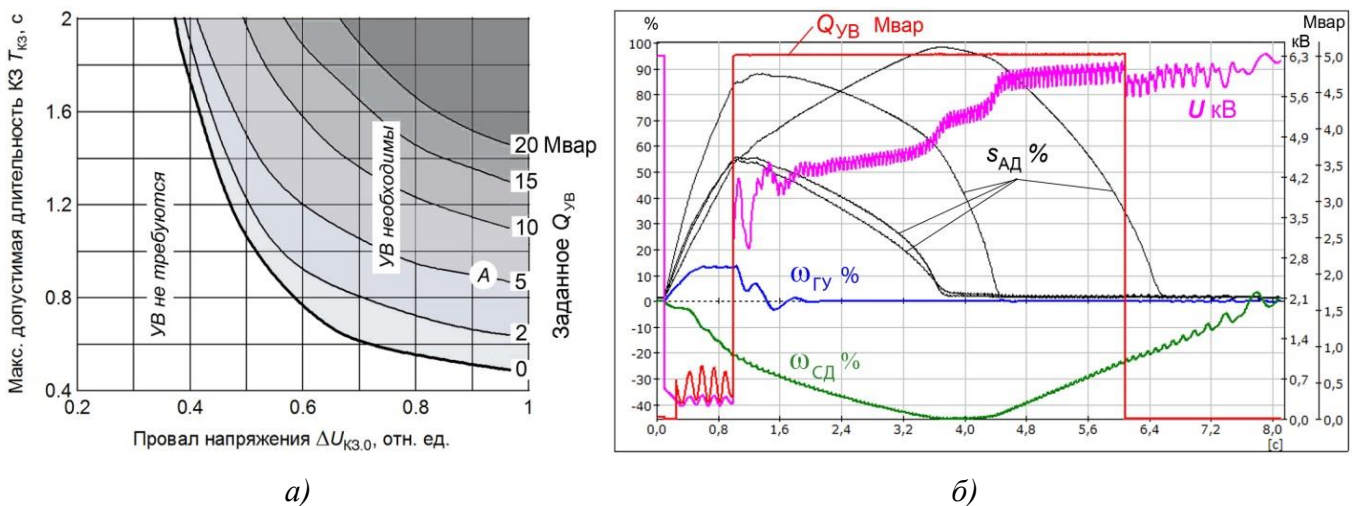


Рисунок 4.4 – Максимально допустимая длительность трёхфазного КЗ сети 6 кВ при отсутствии УВ и с разными величинами Q_{UB} (а); переходный процесс при трехфазном КЗ и после его ликвидации при $Q_{UB} = 5 \text{ Мвар}$, $\Delta U_{КЗ.0} = 0,91$, $T_{КЗ} = 0,92 \text{ с}$ (б)

Реализация УВ на НЭЭ производилась после ликвидации КЗ через 30 мс, при этом время отклика НЭЭ для современных устройств составляет ≈ 5 мс, однако в случаях, когда КЗ происходит вне зоны, контролируемой САУ НЭЭ, быстрое получение информации о его ликвидации вызывает затруднения.

Результаты расчетов при выделении энергорайона в островной режим показаны на рисунке 4.5а для ГПУ с несимметричным регулированием частоты вращения (постоянные времени: при наборе мощности – 20 с; при снижении – 2 с), длительность КЗ – 0,18 с. Реализация ОН: АД – группами через 0,2–0,3 с от начала КЗ, СД – через 0,5 с после ликвидации КЗ. Объем ОН ($\Delta P_{ОН}$), показан в % от суммарной нагрузки, минимально необходимый при выделении для каждого вида КЗ, различающихся глубиной провала U . Диапазоны изменений f показаны для первых двух секунд переходных процессов, уставки устройств РЗ ГУ приняты $f_{\max} = 55$ Гц, $f_{\min} = 47,5$ Гц.

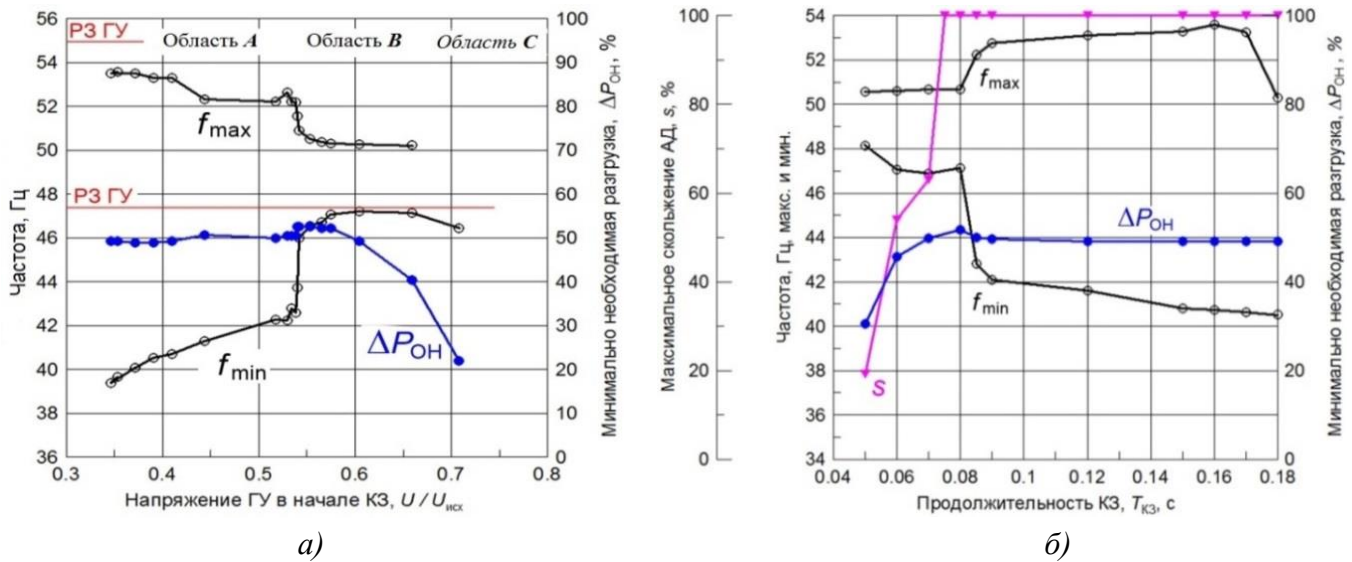


Рисунок 4.5 – Параметры переходных процессов при выделении энергорайона в островной режим работы с разными значениями напряжений на шинах ГУ (а); параметры переходных процессов при быстрой ликвидации КЗ на внешней связи энергорайона с энергосистемой (б)

Важно отметить, что в режимной области А, при наиболее низких U во время КЗ, активная мощность, выдаваемая ГУ, значительно меньше нормальной, f повышается и САУ ГУ снижают вращающие моменты. Во втором полупериоде колебаний частоты ($f < f_{ном}$) нагрузка, при успешном самозапуске, возрастает, что еще более снижает f . В режимных областях В и С, при менее глубоких провалах U , меньше первоначальный сброс нагрузки и производные df/dt , при быстрой реализации УВ на ОН процессы развиваются без значительных снижений U , с умеренным снижением f .

Очевидна целесообразность применения быстродействующих устройств РЗ и КА с минимальным собственным временем отключения. Переходные процессы более благоприятные, если за время КЗ скольжения АД не успевают покинуть зону, близкую к их критическим значениям, граница которой соответствует $T_{КЗ\text{ кр}} \approx 0,07$ с (рисунок 4.5б), что позволяет значительно снизить необходимые объемы ОН.

Результаты исследований показали, что предотвращение отключений ГУ при отклонениях f наиболее актуально для островного режима работы при малых значениях T_j ГУ, особенно при несимметричном регулировании привода ГУ и уставках устройств РЗ по $f_{\min}$ и $f_{\max}$, близких к номинальной частоте.

Предложен вариант управления переходным процессом, когда САУ НЭЭ ра-

ботает в следящем режиме и через одинаковые промежутки времени T контролирует частоту, если $f < f_{\min}$, дается команда на выдачу ($+\Delta P_{\text{НЭЭ}}$) т. е. на снижение мощности ГУ и, следовательно, на повышение частоты в энергорайоне; если $f > f_{\max}$, то на потребления ($-\Delta P_{\text{НЭЭ}}$). Оптимальные значения T и размеры шагов по мощности НЭЭ выбираются на основании результатов расчетов режимов.

Обосновано, что формирование УВ на НЭЭ целесообразно осуществлять $\Delta P_{\text{НЭЭ}} = -K_{df} \cdot (df/dt)_0$. Наиболее эффективно независимое управление $\Delta P_{\text{НЭЭ}}$ и $\Delta Q_{\text{НЭЭ}}$ в тяжелых схемно-режимных условиях: наброс нагрузки – пуск группы электродвигателей, сброс нагрузки (95 % $P_{\text{ГУ}}$), КЗ в сети энергорайона. Во всех трех переходных процессах с тяжелыми возмущениями предложенный способ управления НЭЭ предотвращает отключение ГУ при одних и тех же объемах УВ, без необходимости их корректировки в режиме on-line при отклонениях параметров режима.

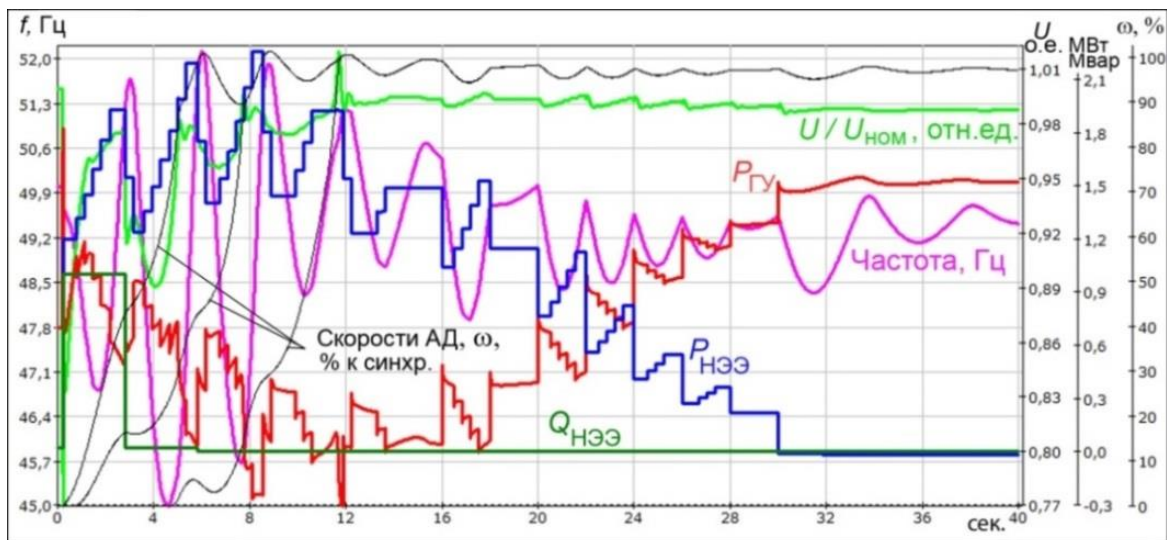


Рисунок 4.6 – Переходный процесс с набросом нагрузки при групповом пуске АД с управлением НЭЭ (суммарная мощность одновременно пускаемых АД – 37,5 % от $P_{\text{ГУ}}$)

Пример переходного процесса при пуске трех эквивалентных АД, представленный на рисунке 4.6, заканчивается успешно за счет реализации УВ на НЭЭ, без отключения ГУ (исходная загрузка ГУ перед набросом мощности – 30 % от $P_{\text{ГУ}}$; границы коридора допустимых значений заданы: $f_1 = 49$, $f_2 = 51$ Гц; $T = 300$ мс; шаги по $\Delta P_{\text{НЭЭ}}$: +10 % и –20 % от предшествующей величины).

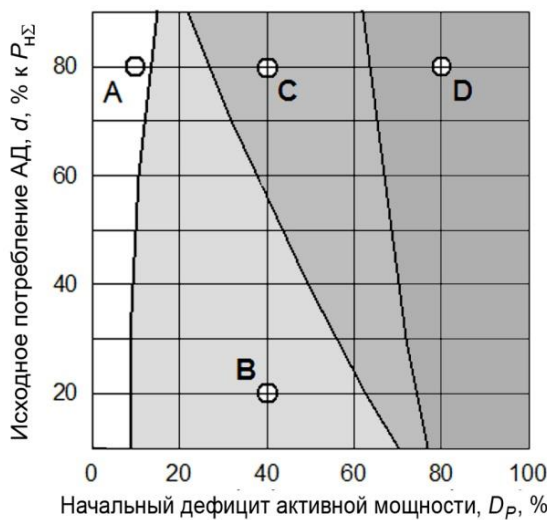
Разработанный способ расширения ОДР ГУ объектов РГ за счет управления НЭЭ с независимым управлением $\Delta P_{\text{НЭЭ}}$ и $\Delta Q_{\text{НЭЭ}}$ позволяет предотвращать отключения ГУ при значительных отклонениях параметров режима (частота; напряжение), в том числе при ликвидации внешних КЗ устройствами РЗ с выдержками времени (основными; резервными; дальнего резервирования), значительных набросах/сбросах нагрузки, обеспечивая надежное электроснабжение потребителей энергорайона в различных схемно-режимных условиях.

В пятой главе разрабатываются варианты совершенствования алгоритмов устройств противоаварийной автоматики АЧР, АОСН, АОПО, с учетом особенностей схемно-режимных ситуаций в энергорайонах с объектами РГ, а также возможностей использования ГУ в реализации алгоритмов устройств ПА.

Усовершенствованный **алгоритм АЧР** эффективен при работе энергорайона с объектами РГ в островном режиме, дополнительно использует информацию о

напряжениях в узлах нагрузки, схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков КИР, а также результаты комплексных расчетов режимов, обладает высоким быстродействием (0,02–0,035 с), позволяет предотвратить возникновение лавины частоты и напряжения.

Следует отметить, что схемно-режимные условия в энергорайонах с объектами РГ качественно отличаются от переходных процессов до их ввода, ГУ которых имеют малые значения T_J , что обуславливает увеличение скорости снижения частоты (требуется быстродействие ОН), а также, высокую вероятность возникновения лавины напряжения при значительном дефиците активной мощности. Результаты исследований показали, что основными факторами, определяющими характер переходного процесса при выделении энергорайона, являются начальный дефицит активной мощности $D_p = 1 - P_{\text{ном}} / P_{\Sigma}$ (%) и доля АД d (%) в составе нагрузки, что представлено четырьмя режимными областями **A**, **B**, **C**, **D** на рисунке 5.1.



В режимной области **A** – благоприятные процессы: $U \geq 0,8U_{\text{ном}}$, $f \geq 49$ Гц, что обусловлено наличием кратковременных резервов ГУ и регулируемыми эффектами нагрузки, линейно зависящими от d (при $d = 0$, $K_{PU} \approx 2$, $K_{Pf} = 0$; при $d = 100\%$, $K_{PU} \approx 0$, $K_{Pf} \approx 1,8$).

В области **B** – ГУ удерживают $U > U_{\text{кр}}$, располагаемая мощность ГУ недостаточна и f снижается; доля АД невелика и спровоцировать лавину напряжения не может (штатная работа АЧР).

Рисунок 5.1 – Режимные области при выделении энергорайона с объектами РГ в островной режим работы

Область **C** – то же, что **B**, но доля АД больше, поэтому рост потребления ими Q (по мере снижения f) приводит к значительному понижению напряжения.

Режимная область **D** соответствует значительному начальному дефициту мощности, где быстро возникает лавина напряжения, АД останавливаются. При напряжении около 10 % от $U_{\text{ном}}$ суммарная нагрузка мала и АРЧВ ГУ обеспечивают подъём частоты до нормальных значений, традиционные устройства АЧР не срабатывают. Расширение области **D** проявляется, если ГУ оснащены системой самовозбуждения, у которой максимально возможная кратность возбуждения уменьшается пропорционально сниженному U на выводах ГУ. В начальный момент КЗ U снижается, возникает сброс нагрузки, что приводит к повышению f , поэтому размеры режимной области **D** зависят от параметров энергорайона и начального возмущения.

Предложенный алгоритм АЧР позволяет точно идентифицировать режимную область для выбора видов УВ, а также обеспечивает фиксацию параметров режима (частота; напряжение) для определения необходимых объемов УВ.

Разработано схемно-алгоритмическое решение по совершенствованию АОСН, использующий информации о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков КИР и результаты комплексных расчетов режимов, позволяет за счет реализации превентивных УВ полностью отказаться от ОН или, с учетом высокого быстродействия, минимизировать объемы ОН.

Результаты исследований показали, что выдержки времени ступеней АОСН в диапазоне 4–22 с, согласованные с устройствами РЗ (АВР; АПВ), имеющими наименьшее быстродействие, от срабатывания которых зависит процесс восстановления контролируемого напряжения, существенно снижают эффективность разгрузки по напряжению в наиболее опасных схемно-режимных условиях.

Величины минимально необходимых объемов ОН существенно зависят от параметров нагрузки и сети, а также от вида и места КЗ. Для предотвращения лавины напряжения, если другие средства нормализации напряжения отсутствуют, необходимы тем большие объемы ОН, чем ниже быстродействие ОН (рисунок 5.2).

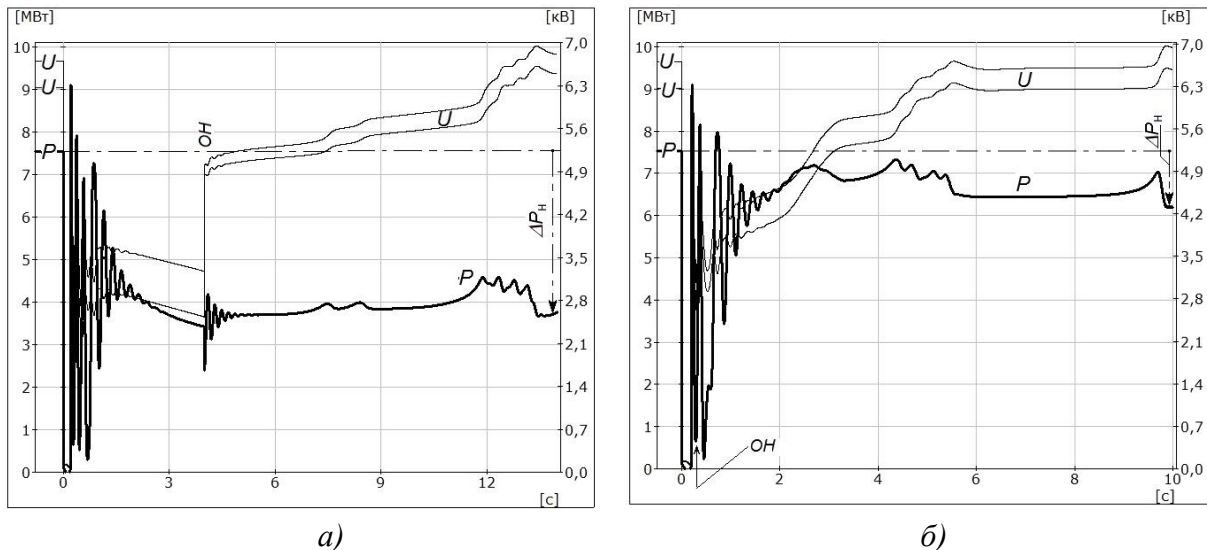


Рисунок 5.2 – Переходные процессы при различном быстродействии ОН от АОСН: время реализации ОН – 4 с (а); время реализации ОН – 0,3 с (б), P – переток активной мощности в энергорайон из энергосистемы, ΔP_n – величина снижения нагрузки по сравнению с доаварийной

Если запаздывание ОН (ΔT) велико, то необходима разгрузка, позволяющая всем не отключенным электродвигателям запуститься из практически остановившегося состояния. Если ΔT мало, то самозапуски начинаются со скольжений, достигнутых за время КЗ, при этом суммарные токи самозапуска значительно меньше и процесс восстановления электроснабжения более благоприятный.

Важно отметить, что если лавина напряжения является следствием выделения энергорайона в островной режим с большим дефицитом активной мощности, то снижение частоты, начавшееся в момент выделения, прекратится после прохождения лавины напряжения (около секунды или менее), поэтому для ускорения ОН в качестве пускового признака в АОСН используется сам факт выделения.

Определение оптимального состава и объема УВ в адаптивном алгоритме АОСН производится на основании результатов комплексных расчетов режимов в различных схемно-режимных условиях. После распознавания и идентификации режима АОСН осуществляет выбор варианта противоаварийного управления с реализацией УВ в соответствующих исполнительных устройствах.

Доказано, что реализация превентивных УВ от АОСН позволяет предотвратить возможность возникновения лавины напряжения при аварийных возмущениях или недопустимых отклонениях параметров режима за счет эффективного использования ресурсов по реактивной мощности энергорайона и энергосистемы. Наличие в энергорайоне объектов РГ позволяет привлекать ГУ к реализации УВ от АОСН, включая

пуск неработающих ГУ, загрузку ГУ по реактивной мощности, разгрузка ГУ по активной и загрузка по реактивной мощности в пределах регулировочных диапазонов.

Предложенный адаптивный алгоритм АОСН не является локальным, что позволяет повысить его эффективность и быстродействие, содействуя обеспечению надежного электроснабжения максимально количества электроприемников.

Разработанный усовершенствованный **алгоритм АОПО КЛ**, благодаря интеграции с СМТ фаз КЛ напряжением 110 кВ, позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности, а также эффективно применять объекты РГ и СКРМ, что создает условия для минимизации объемов ОН.

Перегрузка КЛ по температуре токопроводящих жил (ТПЖ) с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) весьма опасна, так как перегрев изоляции приводит к ее ускоренному старению. В соответствии с НТД температура ТПЖ КЛ в нормальном режиме должна быть $\leq 90^{\circ}\text{C}$, а при перегрузке $\leq 105^{\circ}\text{C}$. Суммарная продолжительность работы КЛ в режиме перегрузки – не более 100 ч/год и 1000 ч/срок службы, следовательно фактически перегрузка по температуре для таких КЛ недопустима.

Показано, что интеграция СМТ КЛ, работающих в режиме on-line, в АОПО КЛ позволяет максимально использовать перегрузочную способность КЛ, предотвращая недопустимые перегрузки. Это дает возможность при проектировании осуществлять выбор кабеля, соединительных и концевых муфт без существенного завышения сечения, обеспечивая: выбор сечения ТПЖ КЛ по критерию «N-1», с отказом от критерия «N-2»; использование типового или фактического графиков нагрузки; предотвращение перегрева кабеля при достижении предельных значений токовой нагрузки.

В разработанном устройстве АОПО КЛ измерения температуры и тока производят по каждой из трех фаз кабеля, уставки задаются по температуре и току, нижний (длительно допустимый) и верхний (аварийно допустимый) уровни, и соответствующие им допустимые времена нахождения температуры и/или тока выше нижнего и верхнего предельных уровней, а УВ на ОН формируют при нахождении температуры и/или тока выше допустимого времени нахождения температуры и/или тока выше верхнего предельного уровня.

Измерение тока АОПО КЛ в каждой фазе кабеля необходимо для формирования разрешения на реализацию УВ для разгрузки КЛ при достижении уставки $I \geq I_{\text{авар. доп}}$, что предотвращает ее излишние срабатывания при неисправности без нарушения целостности распределенных датчиков температуры и оптико-волоконных линий передачи сигналов к блоку контроля температуры СМТ. При повреждении датчиков температуры и/или линий передачи сигналов контроль за допустимостью перегрузки КЛ реализован посредством пофазного контроля токовой нагрузки, с выдачей УВ на ОН при возникновении перегрузки по току.

Разработанный усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ позволяет реализовывать УВ на автоматическую загрузку ГУ объектов РГ, изменение конфигурации сети и др., реализуя ОН в минимально необходимых объемах для обеспечения надежного электроснабжения максимально возможного количества потребителей.

Предложенное схемно-алгоритмическое решение по совершенствованию **АОПО СТ** за счет интеграции с СМиД, осуществляющей контроль за температурой обмоток (верхних слоев масла) и блоком управления системой охлаждения, позволяет

осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании нагрузочной способности, и превентивно охлаждать СТ перед возникновением перегрузки, минимизируя объемы ОН.

Важно отметить, что перегрузочная способность СТ в процессе эксплуатации изменяется, поэтому адаптация уставок АОПО СТ невозможна без учета информации о текущих измерениях и диагностических данных о техническом состоянии СТ, длительности и значения предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды, которые оказывают существенное влияние на выбор видов и объемов УВ, включая ОН, а также время отключения электроприемников.

В распределительных сетях растет число СТ, работающих в режиме систематической перегрузки, а расчетные величины аварийной перегрузки достигают 100 % и более. При систематических перегрузках износ изоляции СТ за рассматриваемый период не должен превышать номинального, соответствующего температуре обмотки 98°C , а температура верхних слоев масла не должна превышать 95°C . При аварийных перегрузках температура наиболее нагретой точки (ННТ) в часы максимума нагрузки может превышать 98°C , но не должна быть выше 140°C .

Современные СТ оснащаются СМиД на заводах-изготовителях, другие – при капитальных ремонтах, которые позволяют в режиме on-line проводить контроль основных параметров СТ, включая анализ допустимости систематических и аварийных перегрузок (величина; длительность) и исправность системы охлаждения.

Разработанное схемно-алгоритмическое решение АОПО СТ обеспечивает:

- вычисление допустимых параметров перегрузки СТ (формирование прогнозных кривых) на основании текущего теплового режима и внешних климатических условий – температуры наружного воздуха для систематических перегрузок (с учетом расчетной величины износа изоляции), а для аварийных перегрузок (с учетом температуры ННТ);

- формирование команд на форсировку системы охлаждения СТ перед предполагаемым увеличением нагрузки (на основании прогнозного графика нагрузки вводимого диспетчером, либо архивных данных по суточным, недельным, месячным и сезонным графикам нагрузок СТ, с учетом праздничных дней);

- в процессе перегрузки расчет объемов УВ и времени их реализации, выдачу УВ на включение ГУ объектов РГ, загрузку работающих ГУ, форсировку СКРМ, а также ОН.

Для реализации УВ на ГУ объектов РГ необходимо полностью автоматизировать процесс пуска ГУ по команде от АОПО, оснастить объект РГ средствами передачи/приема цифровой информации, обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности ГУ на скорость набора мощности, обеспечивающую разгрузку СТ в необходимом объеме.

Разработанное схемно-алгоритмическое решение по совершенствованию АОПО СТ позволяет осуществлять автоматическое ограничения перегрузки СТ в аварийных ситуациях, реализуя оптимальные УВ для минимизации объемов ОН и времени нарушения электроснабжения электроприемников потребителей.

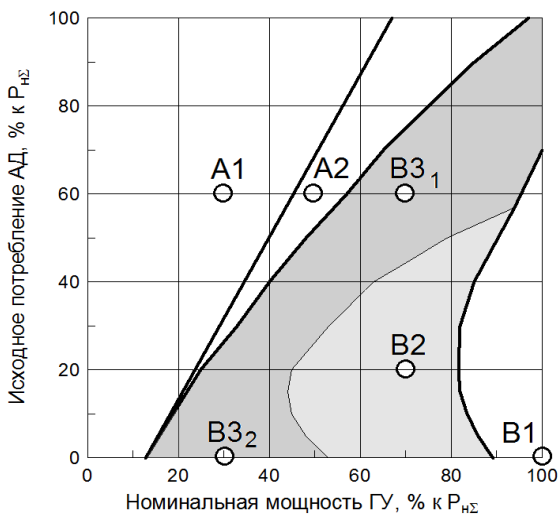
В шестой главе разрабатываются схемные решения по совершенствованию алгоритмов устройств линейного и секционного АВР энергорайонов с объектами РГ, а также методы адаптации АРЧВ и АРВ зарубежных ГУ.

Следует отметить, что срабатывание устройств АВР по факту снижения напряжения, отстроенное по времени от срабатывания устройств РЗ (АВР, расположенных ближе к источнику питания; АПВ) не отвечает требованиям по быстродействию, необходимому при наличии в энергорайоне ГУ объектов РГ.

Предложенные схемные решения по совершенствованию **алгоритмов линейного и секционного АВР** дополнительно используют информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети и результаты комплексных расчетов режимов, ПОН и ПОЧ, блокирующие органы по углу и величине располагаемой мощности резервного ввода, обладают повышенным быстродействием (до 0,02–0,035 с), что позволяет обеспечить надежное срабатывание устройств АВР при снижении напряжения на рабочем вводе без его отключения.

В случае, если схемно-режимная ситуация и возмущение таковы, что АВР не может сработать по факту отключения рабочего ввода (отсутствуют иницирующие признаки) и потому может сработать только при снижении напряжения, то ГУ объектов РГ, подключенные к резервируемому участку сети, повышают остаточное напряжение, что препятствует штатному срабатыванию устройств АВР.

Результаты расчетов показывают, что во многих случаях, при разных сочетаниях состава нагрузки ($0 \leq d \leq 100 \%$) и генерации ($0 \leq p \leq 100 \%$), работа электроприемников нарушается. Области возможных послеаварийных режимов (ПАР) показаны на рисунке 6.1, где у ГПУ величина $T_f = 2$ с.



Важно отметить, что в областях, где устройства АВР срабатывают, возможно:

- нормальное срабатывание (исходные параметры режима – область **A1**);
- увеличение времени срабатывания АВР вследствие повышения напряжения ГУ, при этом пусковой орган по напряжению (ПОН) не срабатывает пока торможение АД не вызовет достаточного снижения напряжения на шинах (область **A2**).

Рисунок 6.1 – Послеаварийные режимы при срабатываниях АВР по факту снижения напряжения

Доказано, что несрабатывания устройств АВР могут привести:

- к режимам, где исходные параметры соответствуют области **B1**, которые можно рассматривать как кратковременно допустимые, $U > U_{кр}$, $f > 45$ Гц. Данные режимы могут возникать благодаря снижению мощности, потребляемой АД и СД при снижении f , а также статическими электроприемниками при снижении U , они ограничены допустимой продолжительностью форсировки возбуждения ГУ (20–30 с) и срабатыванием устройств АЧР;
- к режимам, соответствующих области **B2**, где частота снижается, а напряжение (форсировка возбуждения ГУ) кратковременно остается выше $U_{кр}$;
- к возникновению лавины напряжения – область **B3**.

В области **B3**, когда высока вероятность возникновения лавины напряжения, срабатывание АВР необходимо, но:

- может произойти отказ в срабатывании ПОН, так как при лавине напряжения оно снижается по-разному, а действующие значения могут содержать переменные составляющие;

- может быть недопустимым, так как замыкание связи между ПС, где прошла лавина напряжения, и другими ПС, вызовет ее распространение и приведет к дополнительным отключениям нагрузки потребителей.

Обосновано, что удаленные и неполнофазные КЗ приводят при несрабатывании АВР к таким ПАР, которые несколько более благоприятны, так как в момент такого КЗ двигатели тормозятся меньше, чем при близком трехфазном КЗ.

Предложенные схемные решения по совершенствованию алгоритмов линейного и секционного АВР, с учетом высокого быстродействия, позволяют снизить длительность перерывов электроснабжения, предотвращая повреждения ГУ от несинхронных включений при снижении U на рабочем вводе без его отключения.

Разработанный **способ адаптации АРЧВ** зарубежных ГУ к особенностям энергорайонов с объектами РГ предусматривает блокировку системы переключения алгоритмов с выбором величины статизма регулирования частоты в диапазоне 4–5 % во всех режимах работы ГУ (параллельный; островной; автономный).

В преобладающей мировой практике принято регулировать ГУ, работающие параллельно с энергосистемой, на постоянство мощности, а вне мощной сети – на постоянство частоты. Для АРЧВ ГУ, работа которых предусматривается в обоих схемно-режимных условиях, используется комбинированное регулирование: когда ГУ отделяется от энергосистемы, регулирование автоматически переключается с алгоритма поддержания мощности на поддержание частоты.

На основании результатов моделирования показано, что система переключения алгоритмов АРЧВ может работать некорректно в следующих условиях:

- если переход от режима параллельной работы к островному идентифицируется АРЧВ по отключенному состоянию заранее выбранных КА (один блок контролирует до 5 ед.), а в реальной схеме разрыв произойдет на другом КА, в отдалении от объекта РГ, то переключения алгоритма в АРЧВ ГУ не произойдет.

- если в качестве признака для переключения алгоритма принят большой сброс мощности (АРЧВ контролирует скорость сброса нагрузки, воспринимая его как выделение в островной режим с питанием СН или отдельных потребителей от шин ГУ), когда реальное изменение мощности меньше или имеет другой знак.

В расчетах принято, что ГТУ при работе в энергосистеме загружены по активной мощности на 80 %, нагрузка на 60 % состоит из АД. На рисунке 6.2 показано 7 вариантов, различающихся величинами наброса/сброса нагрузки в диапазоне от +20 % до –75 % от номинальной мощности ГУ.

Важно отметить, что процессы выделения энергорайона с ГТУ мало зависят от того, предшествовало им КЗ или нет. Отличия в переходных процессах с трехфазным КЗ (длительностью 0,15 с) и без КЗ заметны только на начальном отрезке времени, примерно равном удвоенной длительности КЗ.

Расчетами доказано, если АРЧВ фиксирует переход к островному режиму при изменении нагрузки ΔP равной –60 % и –75 %, то происходит переключение алгоритма на регулирование частоты. В остальных случаях остается в работе алгоритм регулирования мощности.

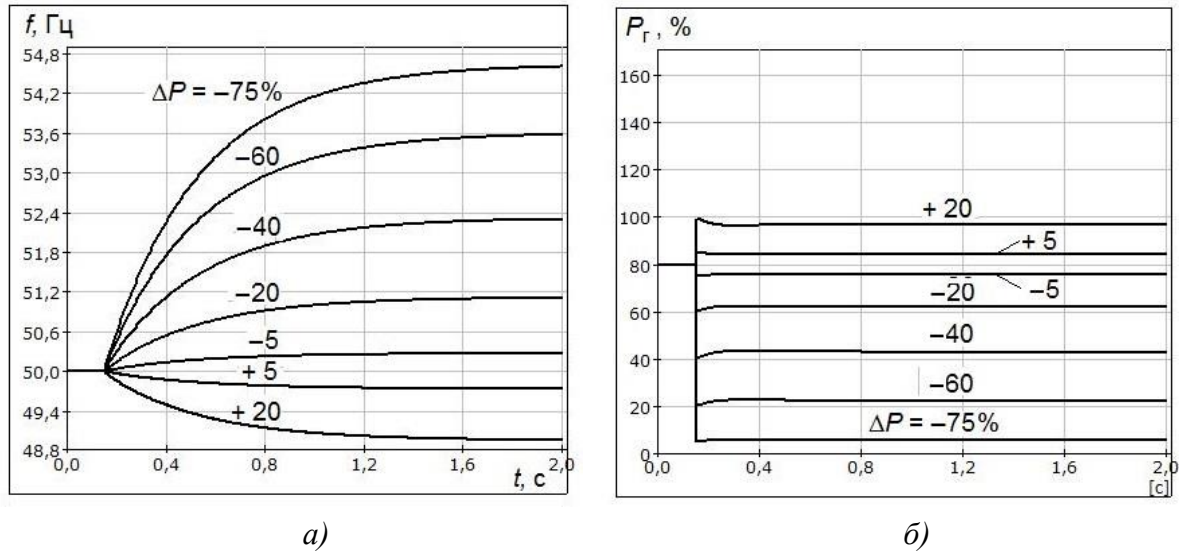
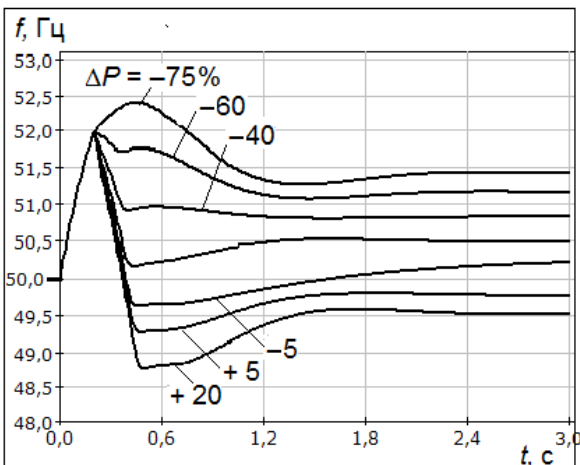


Рисунок 6.2 – Частота (а) и генерируемая мощность (б) при отделении от сети многовальной ГТУ без регулирования подачи топлива, с разными набросами/сбросами нагрузки ΔP

Если при выделении энергорайона нагрузка ГУ снижается (изменение ΔP от -40% до -5%) и соответственно повышается f , то регулятор мощности пытается вернуть генерацию активной мощности к исходной, увеличивая подачу топлива. Это мало сказывается на выдаче P , но еще больше повышает частоту в энергорайоне. При набросах нагрузки ($+5\%$; $+20\%$) действия регулятора мощности усиливает понижение частоты. В обоих случаях ГУ могут быть отключена устройством РЗ.

Результаты исследований показали, что цена ошибки в идентификации режима работы ГУ принципиально разная в случаях, когда островной режим будет расцениваться как параллельный, и наоборот. Если при внезапном выделении энергорайона с ГУ АРЧВ будет продолжать работать по алгоритму поддержания P , то отклонения f будут значительными, что приведет к отключениям ГУ и нагрузки. Если АРЧВ ложно зафиксирует переход к островному режиму и перейдет на алгоритм поддержания f , то ничего аварийного не произойдет, хотя заданная генерация будет отрабатываться не точно. При работе АРЧВ ГУ с со статизмом регулирования частоты 4–5 % (не участвует во вторичном регулировании f) будет при значительных вариациях f отрабатывать заданную P с ошибками в размере $\pm 5\%$ от $P_{\text{ном}}$.

Если бы в случаях (рисунок 6.2) в АРЧВ использовался непрерывно действующий алгоритм поддержания f со статизмом 4,5 % (рисунок 6.3), то переходные процессы при выделении энергорайона были бы более удовлетворительными.



Предложенный способ адаптации АРЧВ позволяет заблокировать систему переключения алгоритмов, установить алгоритм поддержания частоты со статизмом регулирования в пределах 4–5 %, что будет содействовать предотвращению значительных отклонений частоты в различных схемно-режимных условиях, а также срабатыванию устройств РЗ и ПА с действием на отключение ГУ и нагрузки.

Рисунок 6.3 – Переходные процессы с непрерывно действующим алгоритмом поддержания частоты

В ПТЭ нормируется (пп. 4.4.3 и 4.6.2) статизм регулирования частоты в размере 4–5 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами, а комбинированное регулирование не предусматривается.

Разработанный **способ адаптации АРВ** зарубежных ГУ к особенностям энергорайонов с объектами РГ предусматривает блокировку модуля согласования нагрузки (изменение параметров настройки) по результатам расчетов электромеханических переходных процессов в островном (автономном) режиме работы.

Заводы-изготовители стремятся обеспечить достаточную приемистость ГПУ, предохранения ДВС от опасных динамических режимов. Применение LAM (Load Agreement Module – модуль согласования нагрузки) в АРВ (AREP/PMG) ориентировано на смягчение воздействия внезапных набросов нагрузки за счет двойного воздействия: во-первых, понижение уставки АРВ по напряжению при значительном снижении частоты, во-вторых, дальнейшее снижение возбуждения пропорционально снижению частоты, с разной крутизной характеристик. За счет снижения напряжения на ГУ нагрузка уменьшается и облегчается переходный процесс.

В расчетах рассмотрены четыре варианта управления возбуждением ГПУ, в которых реализованы алгоритмы, аналогичные LAM, 1 и 4 наиболее показательны:

1 – обычная система АРВ, обеспечивающее поддержание напряжения (5 единиц номинального возбуждения на единицу напряжения) с компаундированием по току (0,6 единиц номинального возбуждения на единицу тока);

4 – обычная система АРВ с первым и вторым алгоритмами LAM.

На рисунке 6.4 показан переходный процесс с набросом нагрузки на ГПУ (исходная генерация $P_0 = 30\%$; наброс $\Delta P = 30\%$ от $P_{ГУ}$) в островном режиме работы.

В представленных переходных процессах частота при обычном управлении снижается на 13 Гц (вариант **1**), а с первым и вторым алгоритмами LAM (вариант **4**) – на 3 Гц, что подтверждает возможность получения существенного положительного эффекта от применения LAM, если нагрузка имеет значительный регулирующий эффект по U . Если же набросу нагрузки на ГПУ предшествовал перерыв ее питания (работа АБР), то процесс отличается тем, что возникает дополнительное понижение U из-за токов самозапуска АД.

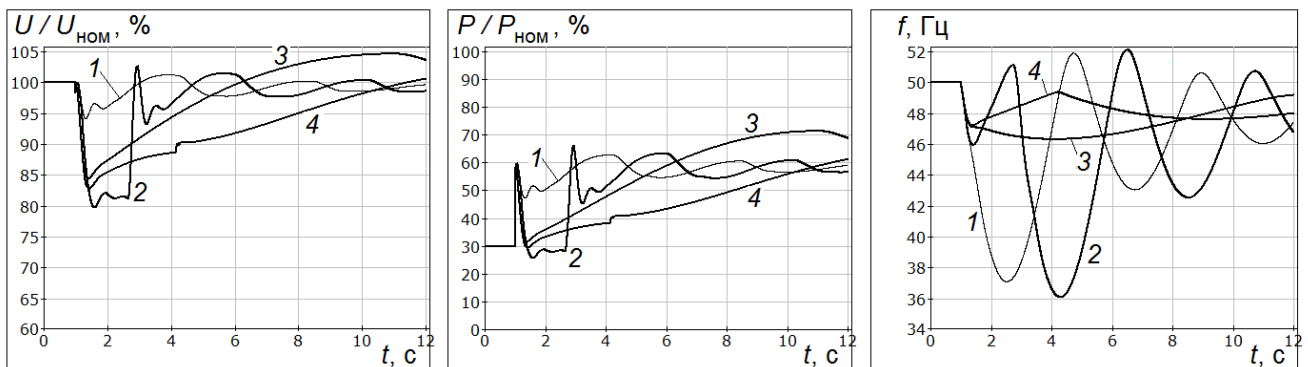


Рисунок 6.4 – Переходный процесс с набросом мощности на ГПУ, работающую в островном режиме. Нагрузка с $K_{ПУ} \approx 1,9$ отн. ед. (5 % – АД, остальное – статическая нагрузка)

Расчетами доказано, что применение LAM в АРВ ГУ провоцирует возникновение лавины напряжения в узлах промышленной нагрузки с большой долей АД, как показано в варианте **4** на рисунке 6.5. После перерыва питания АД тормозятся, U продолжает снижаться, в результате нарушается электроснабжение и исходной и

дополнительной нагрузки, так как $U_{ГУ} < 40\%$ от $U_{ном}$.

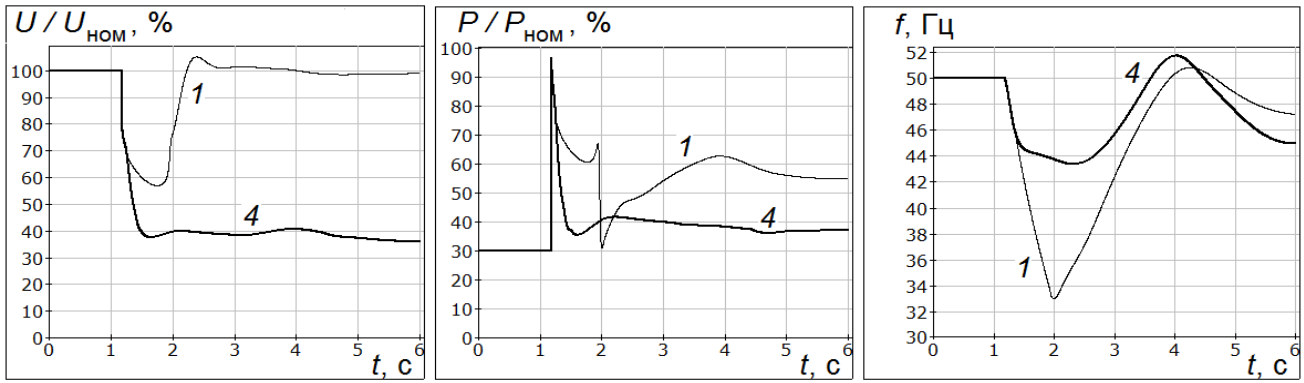


Рисунок 6.5 – Переходный процесс с набросом нагрузки на ГПУ после бестоковой паузы 0,18 с. Нагрузка с $K_{PU} \approx 0,1$ отн. ед. (95 % – АД, остальное – статическая нагрузка)

Анализ особенностей режимов выявил, что применение ЛАМ в АРВ ГУ недопустимо по причинам, связанным с особенностями трех групп электроприемников, применяемых в энергорайонах с объектами РГ, поэтому требует учета при проведении расчетов в процессе проектирования.

Предложенный способ адаптации АРВ позволяет принять решение о блокировке ЛАМ (изменении параметров настройки), на основании результатов расчетов электромеханических переходных процессов в конкретных схемно-режимных условиях, для предотвращения возникновения лавины напряжения и обеспечения надежного электроснабжения электроприемников потребителей энергорайона.

Седьмая глава посвящена разработке методики проведения натурных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ, методики выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки, а также вопросам создания ПАК АУНиАР энергорайонов с объектами РГ.

В последние годы наблюдается рост числа случаев с полным или частичным нарушением электроснабжения потребителей энергорайонов с объектами РГ, имеющих место при каскадных авариях, начинающихся с отключения источников питания в сетях внешнего электроснабжения и завершающихся последующей или одновременной нерасчетной и некорректной работой оборудования систем гарантированного и бесперебойного электроснабжения. Это связано с отсутствием в проектной документации результатов натурных испытаний и измерений, комплексных расчетов режимов, что приводит к принятию некорректных технических решений по составу, количеству и алгоритмам работы электрооборудования, устройств РЗ и ПА, снижению надежности электроснабжения потребителей.

Потребность в проведении натурных испытаний и измерений продиктована тем, что в результате накопления эффектов от малых перемен, происходящих в ходе перманентного обновления оборудования распределительных сетей и энергорайонов, постепенного изменения их конфигурации, эволюции технологий и структуры электропотребления, фактическая схемно-режимная ситуация претерпевает существенные количественные изменения, заключающиеся в появлении высших гармонических составляющих, динамической несимметрии, в увеличении скорости и интенсивности реакций электроустановок на внешние возмущения и др.

Задачей проведения натурных испытаний и измерений является выполнение

измерений параметров режимов и обработка полученных экспериментальных данных для восполнения недостающей условно-переменной информации при формировании расчетной схемы энергорайона, а именно:

- измерений первого типа, которые производятся в отношении напряжений, частоты, пофазных нагрузок и ПКЭ в нормальных режимах максимального и минимального потребления при питании нагрузки от сети внешнего электроснабжения;
- измерений второго типа, которые предназначены для определения параметров электрического режима и ПКЭ в режиме динамического перехода системы внутреннего электроснабжения энергорайона из нормального состояния – параллельная работа с энергосистемой – в островной (автономный) режим, а также в островном (автономном) режиме электроснабжения нагрузки от объекта РГ или РИСЭ.

Результатом являются сформированные узловые, в том числе, пофазные нагрузки на шинах РУ сети энергорайона, в т.ч. на шинах гарантированного и бесперебойного электроснабжения (присоединениях, отходящих от шин). Корректность выполнения измерений обеспечивается одновременным снятием показаний во всех точках замеров, обеспечивающих возможность вычисления исследуемых узловых нагрузок для расчетной схемы.

Разработанная методика проведения натурных испытаний и измерений позволяет по результатам их проведения (первого и второго типа) получать (верифицировать) исходные данные для выполнения комплексных расчетов режимов, что способствует повышению их точности, а также обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования энергорайонов.

В настоящее время отсутствуют утвержденные НТД или НПА, регламентирующие вопросы формирования дополнительных ТТ к ГУ объектов РГ для всей линейки применяемых мощностей. Дополнительные ТТ в значительной мере зависят от способа эффективного использования ГУ в обеспечении надежности электроснабжения потребителей, а также участия в управлении режимами прилегающих распределительных сетей или сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов.

Формирование дополнительных ТТ производится при разработке СВМ объекта РГ на основе анализа результатов расчетов режимов, состоящих из двух групп:

- требования к ОДР и маневренности ГУ (продолжительности пусковых операций; регулировочному диапазону; допустимым набросам/сбросам нагрузки) для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в островном режиме;
- требования к организации каналов связи, автоматическому или дистанционному пуску и загрузке ГУ, возможности разгрузки по активной мощности и загрузке по реактивной мощности, а также приему реактивной мощности для обеспечения возможности участия в алгоритмах АУНиАР энергорайона.

Анализ действующих НТД и НПА показал, что в настоящее время отсутствуют утвержденные требования к разработке СВМ объектов РГ, в зависимости от их влияния на режимы работы прилегающей сети и целей их строительства.

Разработанная методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ позволяет проводить комплексные расчеты режимов при разработке СВМ с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки. Она включает в себя последовательность выполнения подготовительных этапов к проведению расчетов и собственно расчеты электрических режимов (установившихся и переходных).

Технологическое присоединение объектов РГ, целесообразно проводить в шесть последовательных этапов:

1. Выбор единичных мощностей, видов и типов ГУ для объекта РГ на основании возможных режимов работы и графиков нагрузки энергорайона.
2. Разработка предварительной СВМ объекта РГ для формирования дополнительных ТТ к ГУ, помимо общих, и выбора конкретных типов ГУ с целью минимизации затрат на реализацию технических мероприятий в сети внешнего и внутреннего электроснабжения.
3. Запрос у заводов-изготовителей технических характеристик ГУ по расширенному перечню для изучения алгоритмов работы, параметров настройки устройств РЗА и технологической автоматики, САУ ГУ для выявления особенностей их функционирования в аномальных и аварийных режимах. Сформирован перечень необходимых исходных данных по ГУ, подлежащих запросу на заводах-изготовителях.
4. Разработка окончательной СВМ объекта РГ для установления пригодности выбранных типов ГУ условиям электроснабжения и электропотребления, а также режимов работы энергорайона, с учетом затрат на ввод нового и модернизацию первичного оборудования, устройств РЗ и ПА, технологической автоматики.
5. Согласование окончательной СВМ объекта РГ с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
6. Формирование ТЗ на закупку ГУ с приложением ТТ (основных и дополнительных) к ГУ, являющихся результатом разработки и согласования СВМ.

Если энергорайон с объектами РГ может работать как параллельно с энергосистемой, так и в островном режиме, то необходимо формировать полную расчетную схему. Этапы расчетов при этом будут следующими:

1-й этап – предварительный. Анализируются факторы, не основные для расчетов устойчивости и переходных процессов в системообразующих сетях, но специфически важные для расчетов сетей внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов, требующих детального учета взаимного влияния ГУ объектов РГ и нагрузки. Обоснована необходимость корректного моделирования:

- величин вращающих моментов для всех скольжений;
- моментно-скоростной характеристики приводимых во вращение механизмов (допустима квадратичная функция скорости или скольжения; не допустима функция, в которой при нулевой скорости момент сопротивления равен нулю);
- пусковых и исполнительных органов всех устройств РЗ и ПА, влияющих на режимы и процессы в рассматриваемом энергорайоне с объектами РГ.

2-й этап – расчеты исходных (доаварийных) установившихся режимов (УР). Расчеты выполняются обычным образом, в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения контролируются главным образом модули напряжений и допустимость перетоков по величинам токов. В расчетах УР применение ШБМ оправдано.

3-й этап – расчеты неаварийных возмущений. Основная цель – проверка правильности моделирования двигательной нагрузки, устройств РЗА, технологической автоматики, срабатывание которых возможно при различных нарушениях нормального режима.

Выбор неаварийных возмущений определяется конкретными условиями электропотребления. Основные варианты: перерывы питания двигателей и их самозапуски или повторные пуски, с учетом всех задействованных устройств автоматики

(АВР, АПВ и др.). Дополнительно: прямые пуски двигателей при нормальном уровне напряжения на выводах, если они применяются в процессе эксплуатации, что в первую очередь существенно в отношении тех двигателей, которые имеют наибольшие пусковые токи, а также тех, у которых наихудшие условия пуска (наибольший момент сопротивления в начале пуска).

4-й этап расчетов – аварийные возмущения. Расчеты, выполняются для разных схемно-режимных условий (параллельный, островной, автономный режимы):

- доаварийные состояния сети внешнего электроснабжения (включая возможные ремонтные схемы);
- различные суммарные нагрузки (по суточному или сезонному графику);
- варьируемые суммарные номинальные мощности включенных ГУ на объектах РГ в энергорайоне (для электроснабжения потребителей наиболее тяжелые режимы – при наименьшем включенном количестве ГУ).

Принципиальным отличием от расчетов режимов и устойчивости системообразующих сетей и крупных электростанций (отдалены от нагрузки сетями низких классов напряжений и рядом ступеней трансформации) является подход к моделированию основных электроприемников энергорайона. При анализе динамической устойчивости ГУ объектов РГ замена динамических моделей электродвигателей статическими характеристиками нагрузки в общем случае недопустима, а в ряде случаев требуется индивидуальное моделирование основных электродвигателей.

Обоснована необходимость варьирования распределением (в предаварийном режиме) реактивной нагрузки между ГУ объектов РГ, с учетом СКРМ, и сетью внешнего электроснабжения, т. е. изменением уставок АРВ ГУ по напряжению, что оказывает существенное влияние на результаты расчетов послеаварийных режимов при выделении энергорайона в островной (автономный) режим.

Результаты исследований показали необходимость варьирования интенсивностью первичных возмущений, как минимум, для двух крайних случаев: самое сильное – трехфазное КЗ, самое слабое – отключение того же элемента сети без КЗ. Промежуточные случаи (неполнофазные КЗ) должны рассматриваться при необходимости.

Основные цели проведения расчетного анализа аварийных возмущений:

- выявить возмущения, имеющие значимую вероятность, при которых нарушается нормальная работа ГУ объектов РГ, конкретных электроприемников, энергорайона в целом или сети внешнего электроснабжения;
- определить, какие средства ПАУ эффективно применять, а также какие виды и объемы УВ целесообразно использовать для нормализации параметров режима в конкретных схемно-режимных ситуациях.

При выполнении расчетов режимов необходимо осуществлять контроль допустимости послеаварийных режимов, с учетом алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗ и ПА, параметров режима и возможности использования ОН по объему и составу для технологических процессов потребителя.

Предложенная методика позволяет выполнять расчеты электрических режимов с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки, по результатам которых на первом этапе формировать дополнительные технические требования к ГУ для выбора их вида и типа, а на втором оценивать пригодность выбранного вида и типа ГУ для работы в конкретных схемно-режимных условиях и режимах работы.

Разработанные способы противоаварийного и режимного управления, структурные и схемно-алгоритмические решения по совершенствованию алгоритмов автоматики энергосистем реализованы в ПАК АУНиАР энергорайонов с объектами РГ на базе отечественных промышленных компьютеров с использованием специализированного программного обеспечения и протокола обмена данными, соответствующего требованиям МЭК 61850.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. Выявлены особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, которые обусловлены малыми значениями механических постоянных инерции генерирующих установок (ГУ), низкой скоростью набора нагрузки ГУ с приводом от двигателей внутреннего сгорания, что приводит к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях, набросах/сбросах нагрузки. Доказано, что характер переходных процессов существенно зависит от параметров нагрузки, вследствие сопоставимых суммарных мощностей ГУ и нагрузки, а также малых взаимных сопротивлений. В островном режиме в энергорайонах наблюдаются значительные отклонения показателей качества электроэнергии вследствие широкого внедрения устройств с элементами силовой электроники, включая инверторные станции ГУ на основе возобновляемых источников энергии.

2. Анализ алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем (сетевой; противоаварийной; режимной) при интеграции в энергорайоны объектов РГ (микрогенерации) показал существенное влияние последних на схемно-режимные условия, что приводит к необходимости совершенствования существующих и разработки новых алгоритмов. По результатам комплексных расчетов режимов обосновано возникновение дополнительных режимных областей, в которых применяемых пусковых органов и их быстродействия недостаточно для предотвращения развития аварийных ситуаций и обеспечения допустимых условий электроснабжения и электропотребления.

3. Разработаны новые способы определения параметров режима пусковыми органами автоматики управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР), позволяющие повысить быстродействие до 0,02–0,035 с, обеспечив надежность срабатывания в условиях быстрых переходных процессов с флуктуациями. Применение методов максимального правдоподобия и дискриминаторного позволяет снизить погрешность измерений по сравнению с алгоритмами на основе дискретного преобразования Фурье до 4 раз при достаточной точности результатов (ошибка < 1 %).

4. Разработан новый способ последовательного принятия решений логическим блоком АУНиАР, основанный на применении процедуры Вальда, позволяющий повысить быстродействие до 0,02–0,035 с, обеспечив точность идентификации режимной области для оптимального выбора видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий.

5. Разработан новый способ реализации многопараметрической делительной автоматики выделения энергорайонов с объектами РГ в островной режим работы, действующий как превентивно по параметрам режима, так и в случае непреднамеренного выделения (с КЗ; без КЗ). Способ позволяет повысить быстродействие до 0,1–0,2 с на выделение, в также реализацию управляющих воздействий на отключение нагрузки до 0,2–0,5 с, реализовать успешное выделение энергорайона с дефици-

том активной мощности вплоть до 60 % с целью обеспечения надежной работы ГУ объектов РГ и электроприемников потребителей.

6. Разработан новый способ расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ за счет независимого управления $\Delta P_{\text{НЭЭ}}$ и $\Delta Q_{\text{НЭЭ}}$ от накопителей электрической энергии с целью предотвращения излишних отключений ГУ при значительных отклонениях параметров режима (частота; напряжение), в том числе при ликвидации внешних КЗ устройствами релейной защиты (основными; резервными; дальнего резервирования), значительных набросах/сбросах нагрузки, обеспечивая надежное электроснабжение потребителей энергорайона в различных схемно-режимных условиях.

7. Предложен усовершенствованный алгоритм автоматической частотной разгрузки, который позволяет предотвратить возникновение лавины частоты и напряжения при работе энергорайона с объектами РГ в островном (автономном) режиме. Эффект достигается благодаря высокому быстродействию (до 0,02–0,035 с), точной идентификации режимной области и определению оптимальных объемов управляющих воздействий.

8. Разработан усовершенствованный алгоритм автоматики ограничения снижения напряжения, позволяющий предотвратить возникновение лавины напряжения в энергорайоне за счет высокого быстродействия и эффективного использования ресурсов по реактивной мощности как энергорайона, так и энергосистемы (реализации превентивных УВ, включая пуск неработающих ГУ, загрузку ГУ по реактивной мощности, разгрузка ГУ по активной и загрузка по реактивной мощности). Предложенный алгоритм автоматики ограничения снижения напряжения позволяет полностью отказаться от отключения нагрузки или минимизировать его объемы, содействуя, таким образом, обеспечению надежного электроснабжения потребителей.

9. Предложен усовершенствованный алгоритм автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) для кабельных линий электропередачи напряжением 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, который за счет интеграции с системой мониторинга температуры фаз кабельной линии позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании перегрузочной способности. Алгоритм предусматривает реализацию управляющих воздействий на ГУ объектов РГ и средства компенсации реактивной мощности с целью отказа от отключения нагрузки или минимизации ее объемов для сокращения ущербов у потребителей.

10. Разработан усовершенствованный алгоритм автоматики ограничения перегрузки оборудования для силовых трансформаторов, который за счет интеграции с системой мониторинга и диагностики, блоком управления системой охлаждения, позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния при полном использовании нагрузочной способности, превентивно охлаждать силовой трансформатор перед возникновением перегрузки для реализации оптимальных управляющих воздействий, а также минимизации объемов и времени отключения нагрузки.

11. Предложены усовершенствованные схемные решения устройств линейного и секционного автоматического ввода резерва, используемых в энергорайонах с объектами РГ, позволяющие снизить длительность перерывов электроснабжения потребителей, предотвращая повреждения ГУ от несинхронных включений. Эффект

достигается за счет использования пусковых органов по напряжению и частоте, блокирующих органов по углу и величине располагаемой мощности резервного ввода, а также высокому быстрдействию (до 0,02–0,035 с).

12. Разработан способ адаптации систем автоматического регулирования частоты вращения (АРЧВ) зарубежных ГУ к особенностям электрических режимов энергорайонов с объектами РГ, который предусматривает блокировку системы переключения алгоритмов АРЧВ с выбором величины статизма регулирования частоты в диапазоне 4–5 % во всех режимах работы ГУ (параллельный; островной; автономный) для предотвращения значительных отклонений частоты в различных схемно-режимных условиях, а также срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики с действием на отключение ГУ и нагрузки.

13. Предложен способ адаптации систем автоматического регулирования возбуждения зарубежных ГУ к особенностям электрических режимов энергорайонов с объектами РГ, который предусматривает блокировку модуля согласования нагрузки (изменение параметров настройки) на основании результатов расчетов электромеханических переходных процессов в конкретных схемно-режимных условиях. Способ предназначен для предотвращения возможности возникновения лавины напряжения с нарушением электроснабжения потребителей.

14. Разработана методика проведения натурных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ, включающая выполнение измерений (первого и второго типа) в различных схемно-режимных условиях. Использование методики позволяет восполнять недостающую условно-переменную информацию (верифицировать исходные данные) для расчетной схемы, содействовать повышению точности расчетов электрических режимов, а также обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования энергорайонов с объектами РГ.

15. Предложена методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, позволяющая проводить комплексные расчеты режимов при разработке схемы выдачи мощности с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки. Она включает в себя последовательность выполнения подготовительных этапов к проведению расчетов и собственно расчетов электрических режимов (установившихся и переходных). На основании полученных результатов на первом этапе формируются дополнительные технические требования к ГУ и перечень противоаварийных мероприятий, подлежащих реализации, а на втором – оценивается пригодность выбранного вида и типа ГУ к функционированию в конкретных схемно-режимных условиях и возможных режимах работы.

16. Разработан программно-аппаратный комплекс АУНиАР энергорайонов с объектами РГ на базе отечественного специализированного программного обеспечения с протоколом обмена данных, соответствующим требованиям международного стандарта МЭК 61850. Предложенное техническое решение защищено патентами, соответствует требованиям действующих НТД, а его применение в энергорайонах с объектами РГ позволит содействовать обеспечению как надежности функционирования ГУ, так и электроснабжения электроприемников потребителей.

17. Развита общая теория и практика управления режимами ЭЭС применительно к противоаварийному и режимному управлению энергорайонов с РГ в виде выявленных особенностей режимов, разработанных способов противоаварийного и режимного управления, структурных и схемно-алгоритмических решений, методик

проведения натурных испытаний и измерений, а также расчетов электрических режимов, с целью обеспечения надежного функционирования ГУ и электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях с жесткими временными ограничениями.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Монографии

1. Илюшин, П.В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.

2. Илюшин, П.В. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.

Основные статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК РФ (всего опубликовано 42 статьи)

1. Илюшин, П.В. Разработка и внедрение устройств автоматического ограничения перегрузки линий / Г.Л. Брухис, В.А. Воронин, П.В. Илюшин, Н.А. Горшкова // Электрические станции. – 2012. – № 6. – С. 36-42.

2. Илюшин, П.В. Структура систем противоаварийного управления распределительными сетями крупных городов / П.В. Илюшин, О.А. Суханов // Электротехника. – 2014. – № 3. – С. 14-19.

3. Илюшин, П.В. Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2014. – № 5. – С. 2-7.

4. Илюшин, П.В. О специальном воздействии на систему возбуждения автономно работающих генераторов при больших набросах нагрузки / П.В. Илюшин, Ю.Е. Гуревич // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2016. – № 2. – С. 2-7.

5. Илюшин, П.В. Особенности противоаварийного управления при аварийных дефицитах мощности в автономных энергосистемах // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2016. – № 5. – С. 2-10.

6. Илюшин, П.В. Подходы к созданию систем управления микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 3. С. 39-45.

7. Илюшин, П.В. О влиянии распределенной генерации на работу устройств автоматического включения резервного питания // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 4 (29). – С. 28-36.

8. Илюшин, П.В. О повышении эффективности применения систем мониторинга температуры кабельных линий напряжением 110-500 кВ / П.В. Илюшин, М.В. Дмитриев // Релейная защита и автоматизация. – 2018. – № 1. – С. 20-27.

9. Илюшин, П.В. Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. – 2018. – № 2. – С. 12-24.

10. Илюшин, П.В. Особенности функционирования устройств автоматической частотной разгрузки в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. – 2018. – № 3 (32). – С. 20-27.

11. Илюшин, П.В. Анализ влияния распределённой генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Энергетик. – 2018. – № 7. – С. 21-26.

12. Илюшин, П.В. Требования к делительной автоматике объектов распределенной генерации с учетом влияния параметров прилегающей сети и нагрузки / П.В. Илюшин, А.В. Паздерин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 4. – С. 42-47.

13. Илюшин, П.В. Расширение области допустимых режимов для генерирующих установок объектов распределенной генерации при провалах напряжения // Энергетик. – 2018. – № 11. – С. 21-27.

14. Илюшин, П.В. Особенности учета параметров нагрузки при анализе переходных процессов в сетях с объектами распределенной генерации // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 6 (51). – С. 54-60.

15. Илюшин, П.В. Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, В.О. Самойленко // Промышленная энергетика. – 2019. – № 1. – С. 8-16.

16. Илюшин, П.В. Адаптивный алгоритм автоматики ограничения снижения напряжения промышленных энергорайонов с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Релейная защита и автоматизация. 2019. № 1. С. 55-65.

17. Илюшин, П.В. Особенности выбора статических устройств для расширения области допустимых режимов работы генерирующих установок // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2019. – Том 62, № 1. – С. 97-105.

18. Илюшин, П.В. Разработка схем выдачи мощности объектов распределительной генерации с учетом особенностей современных генерирующих установок // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 2. – С. 28-35.

19. Илюшин, П.В. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Электричество. – 2019. – № 5. – С. 4-11.

20. Илюшин, П.В. Применение последовательной процедуры Вальда в автоматике управления режимами энергорайонов с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Энергетик. – 2019. – № 6. – С. 23-29.

21. Илюшин, П.В. Применение дискриминаторных методов для оценки параметров режима энергорайонов с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов, П.С. Пелевин // Электричество. – 2019. – № 7. – С. 22-35.

22. Илюшин, П.В. Особенности реализации автоматики управления режимами энергорайонов с объектами распределительной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Релейная защита и автоматизация. – 2019. – № 3. – С. 14-23.

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, входящих в базы научного цитирования *Web of Science* (4, 6, 10, 11) и *Scopus*

1. Ilyushin, P.V. Power systems and electric networks: The development and introduction of devices for the automatic limiting of line overload / G.L. Brukhis, V.A. Voronin, P.V. Ilyushin, N.A. Gorshkova // Power Technology and Engineering. 2012. Vol. 46. № 4. pp. 305-311. doi:10.1007/s10749-012-0350-9.

2. Ilyushin, P.V. The structure of emergency-management systems of distribution networks in large cities / P.V. Ilyushin, O.A. Sukhanov // Russian Electrical Engineering. 2014. Vol. 85. № 3. pp. 133-137. doi:10.3103/S1068371214030067.

3. Ilyushin, P.V. Features of small dispersed CHP integration into the power system / P.V. Ilyushin, Yu.G. Fedorov, S.P. Filippov, Yu.N. Kuchеров, S.A. Nekrasov, F.V. Veselov, D.N. Yarosh, Yu.A. Zeygarnik, A.Z. Zhuk // The Proceedings of 45th International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE Session 45. pp. 1-10. August 24 – 29, 2014. Paris, France.

4. Ilyushin, P.V. Emergency and post-emergency control in the formation of micro-grids // The Proceedings of Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES). pp. 1-6. September 11 – 15, 2017. Bishkek, Kyrgyzstan. E3S Web of Conferences, Vol. 25. doi:10.1051/e3sconf/20172502002.

5. Ilyushin, P.V. Analysis of the specifics of selecting relay protection and automatic (RPA) equipment in distributed networks with auxiliary low-power generating facilities // Power Technology and Engineering. 2018. Vol. 51, № 6, pp. 713-718. doi: 10.1007/s10749-018-0898-0.

6. Ilyushin, P.V. Photovoltaic power plants participation in frequency and voltage regulation / P.V. Ilyushin, A.V. Pazderin, R.I. Seit // The Proceedings of 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED). pp. 1-7. March 26 – 30, 2018. Yekaterinburg, Russia. doi: 10.1109/ACED.2018.8341712.

7. Ilyushin, P.V. Requirements for power stations islanding automation / P.V. Ilyushin, A.V. Pazderin // The Proceedings of 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). pp. 1-6. May 15-18, 2018. Moscow, Russia. doi: 10.1109 / ICIEAM.2018.8728682.

8. Ilyushin, P.V. The analysis of dispersed generation influence on power system automatics settings and function algorithms // The Proceedings of Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES). pp. 1-5, July 02 – 07, 2018. Irkutsk, Russia. E3S Web of Conferences, Vol. 58. doi:10.1051/e3sconf/20185802001.

9. Ilyushin, P.V., Opportunities and perspectives of PMU application in power districts with distributed energy resources / P.V. Ilyushin, A.V. Mokeev, V.G. Narovlyanskii // The Proceedings of Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES). pp. 1-5. July 02 – 07, 2018. Irkutsk, Russia. E3S Web of Conferences, Vol. 58. doi: 10.1051/e3sconf/20185801001.

10. Ilyushin, P.V. Approaches to organization of emergency control at isolated operation of energy areas with distributed generation / P.V. Ilyushin, A.V. Pazderin // The Proceedings of International Urals Conference on Green Energy (UralCon). pp. 1-7. October 4 – 6, 2018. Chelyabinsk, Russia. doi: 10.1109/URALCON.2018.8544361.

11. Ilyushin, P.V., Features of implementing multi-parameter islanding protection in power districts with distributed generation units / S.A. Eroshenko, P.V. Ilyushin // The Proceedings of 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCon). pp. 1-6. November 12 – 14, 2018. Riga, Latvia. doi: 10.1109/RTUCon.2018.8659857.

12. Ilyushin, P.V. Under-frequency load shedding strategies for power districts with distributed generation / P.V. Ilyushin, S.P. Filippov // The Proceedings of 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). pp. 1-6. March 25-29, 2019. Sochi, Russia. doi: 10.1109/ICIEAM.2019.8743001.

Патенты

1. Патент на изобретение № 2576652 Российская Федерация, МПК H02P 9/08. Способ управления переходными электромеханическими процессами в электро-

энергетических системах / П.В. Илюшин, В.А. Макеечев, О.А. Суханов. – Оpubл. 10.03.2016, Бюл. № 7.

2. Патент на изобретение № 2680816 Российская Федерация, МПК H02H 5/04. Способ ограничения перегрузки кабельной линии электропередачи / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Оpubл. 27.02.2019, Бюл. № 6.

3. Патент на изобретение № 2690667 Российская Федерация, МПК H02J 3/24. Способ автоматической частотной разгрузки энергорайона / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Оpubл. 05.06.2019, Бюл. № 16.

4. Патент на изобретение № 2692054 Российская Федерация, МПК H02J 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов и делительной автоматики в электрических сетях / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Оpubл. 20.06.2019, Бюл. № 17.

5. Патент на изобретение № 2694070 Российская Федерация, МПК H02J 9/00. Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Оpubл. 09.07.2019, Бюл. № 19.

6. Патент на изобретение № 2692758 Российская Федерация, МПК H02J 9/06, H02J 13/00. Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Оpubл. 27.06.2019, Бюл. № 18.

7. Патент на полезную модель № 181981 Российская Федерация, МПК H02H 5/04. Устройство автоматического ограничения перегрузки высоковольтной КЛ / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Оpubл. 31.07.2018, Бюл. № 22.

8. Патент на полезную модель № 185478 Российская Федерация, МПК H02H 3/08. Устройство для автоматического ограничения перегрузки трансформатора / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Оpubл. 06.12.2018, Бюл. № 34.

9. Патент на полезную модель № 187429 Российская Федерация, МПК H02J 9/06. Устройство управления электроснабжением энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Оpubл. 06.03.2019, Бюл. № 7.

10. Патент на полезную модель № 188256 Российская Федерация, МПК H02J 9/06. Устройство управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Оpubл. 04.04.2019, Бюл. № 10.

Соискателем дополнительно опубликовано 50 статей по теме диссертационной работы в других изданиях (журналах, сборниках докладов и тезисов). В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежат: постановка задачи исследования, обоснование основных идей и положений, планирование расчетов режимов и анализа их результатов, предложения по совершенствованию алгоритмов работы устройств автоматики энергосистем, подготовка обобщений и выводов. Авторские права на изобретения и полезные модели распределены между авторами поровну.

Подписано в печать 11.11.2019 г. Формат 60x80 1/16.

Бумага офсетная. Тираж 120 экз.

ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации»
196135, г. Санкт-Петербург, ул. Авиационная, 23