ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ»

На правах рукописи

ИЛЮШИН Павел Владимирович

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО И РЕЖИМНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Специальность 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы»

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук

> Научный консультант: доктор технических наук, доцент Куликов Александр Леонидович

Санкт-Петербург – 2019

Оглавление

Введение
ГЛАВА 1 Анализ современного состояния и проблем управления нормальными и
аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ 31
1.1 Вводная часть
1.2 Особенности электрических режимов и измерений их параметров в энергорайонах с
современными ГУ объектов РГ 39
1.3 Совершенствование принципов построения делительной автоматики энергорайонов с
объектами РГ 47
1.4 Расширение области допустимых режимов ГУ объектов РГ 50
1.5 Совершенствование алгоритмов устройств сетевой и противоаварийной автоматики 53
1.6 Адаптация алгоритмов АВР, АРЧВ и АРВ ГУ к особенностям сетей внутреннего
электроснабжения энергорайонов 60
1.7 Разработка схем выдачи мощности ГУ объектов РГ и построение автоматики
управления режимами энергорайонов 64
1.8 Выводы по ГЛАВЕ 1
ГЛАВА 2 Применение статистических методов для определения параметров режима и
идентификации режимных областей в энергорайонах с объектами РГ 69
2.1 Вводная часть
2.2 Статистические подходы к определению параметров режима 70
2.3 Потенциальная точность определения (оценки) параметров
2.4 Структурные схемы измерителей параметров аварийного режима на основе метода
максимального правдоподобия76
2.5 Примеры оценки параметров аварийного режима на основе метода максимального
правдоподобия
2.6 Принципы формирования дискриминаторных методов оценки параметров аварийного
режима
2.7 Вариант схемного решения измерителя параметров аварийного режима с применением
дискриминаторных методов
2.8 Оценка параметров аварийного режима с применением дискриминаторных методов. 87
2.9 Статистическая задача последовательного принятия решений при идентификации
нормального и аварийного режимов в энергорайонах
2.10 Реализация алгоритма АЧР на основе процедуры последовательного анализа 105
2.11 Усечение процедуры последовательного анализа 110
2.12 Выводы по ГЛАВЕ 2 112
ГЛАВА 3 Режимные особенности и способ реализации многопараметрической
делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ 114
3.1 Вводная часть
3.2 Ограничения на применение МДА 116
3.2.1 Допустимость перехода ГУ в островной режим работы 116

3.2.2 Возможность сохранения ГУ в работе при кратковременных отклонени	ІЯХ
напряжения на выводах	
3.3 Особенности выделения энергорайонов в случаях понижения частоты при,	допустимых
уровнях напряжения	
3.4 Ограничения допустимых режимов работы при понижениях напряжения	
3.4.1 Особенности электроприемников потребителей	
3.4.2 Особенности расчетов параметров режима, устанавливающегося после	выделения
энергорайона	
3.4.3 Особенности переходных процессов, требующих срабатывания МДА	
3.5 Особенности выделения при плавном снижении напряжения	
3.6 Особенности выделения при провалах напряжения с угрозой разви	гия лавины
напряжения	
3.7 Оценка эффективности быстродействия МДА	
3.8 Влияние выбора уставки АРВ ГУ на результат выделения энергорайона	
3.9 Особенности моделирования нагрузки при проектировании МДА	
3.10 Структурная схема разработанного способа реализации МДА	147
3.11 Выводы по ГЛАВЕ 3	
ГЛАВА 4 Способ расширения области допустимых режимов генерирующих у	установок
объектов РГ в различных схемно-режимных условиях	152
4.1 Вводная часть	
4.2 Анализ особенностей технических решений	
4.3 Применение НЭЭ в энергорайонах с объектами РГ	
4.4 Предотвращение отключений ГУ при провалах напряжения в режиме па	араллельной
работы с энергосистемой	159
4.4.1 Оценка целесообразности повышения напряжения в процессе ликвида	ции КЗ 159
4.4.2 Выдача реактивной мощности для управления напряжением	
4.4.3 Учет самозапуска АД после ликвидации КЗ	
4.4.4 Определение необходимых объемов УВ на НЭЭ	
4.4.5 Оценка необходимых объемов УВ на НЭЭ	
4.5 Предотвращение отключений ГУ при отклонениях частоты в случае	выделения
энергорайона с объектом РГ в островной режим	
4.5.1 Реализация УВ по активной мощности при параллельной работе с энер	госистемой
4.5.2 Процесс выделения энергорайона с объектом РГ в островной режим ра	боты 171
4.6 Функционирование энергорайона в островном режиме	
4.7 Предотвращение отключений ГУ при отклонениях частоты в результате во	змущений в
островном режиме работы	
4.8 Выводы по ГЛАВЕ 4	
ГЛАВА 5 Совершенствование алгоритмов функционирования устройств	
противоаварийной автоматики энергорайонов с объектами РГ	190
5.1 Вводная часть	190
5.2 Принципы формирования перечня потребителей, заводимых под действие л	АЧР 192

5.3 Особенности переходных процессов с дефицитом мощности в энергора	айонах с
объектами РГ	194
5.4 Определение необходимых объемов и быстродействия разгрузки	199
5.5 Усовершенствованный алгоритм АЧР	201
5.6 Особенности процессов со снижением напряжения	204
5.7 Меры по предотвращению лавины напряжения в энергорайоне	210
5.8 Схемно-алгоритмическое решение АОСН	
5.9 Подходы к проектированию КЛ и обоснованию применения СМТ	
5.10 Повышение эффективности использования СМТ на КЛ	220
5.11 Усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ	221
5.12 Анализ современных систем мониторинга и диагностики СТ	224
5.13 Схемно-алгоритмическое решение АОПО СТ	226
5.14 Выводы по ГЛАВЕ 5	228
ГЛАВА 6 Разработка схемных решений и способов адаптации алгоритмов	
функционирования сетевой и режимной автоматики	232
6.1 Вводная часть	232
6.2 Расчетные условия для анализа режимов работы устройств АВР	
6.3 Особенности функционирования линейного АВР при снижении напряжения	236
6.3.1 ГУ с СНВ не отключающиеся при снижении напряжения	237
6.3.2 ГУ с ССВ не отключающиеся при снижении напряжения	241
6.3.3 ГУ, отключающиеся при снижении напряжения	243
6.4 Особенности функционирования секционного АВР в энергорайонах с объек	ктами РГ
6.4.1 Применение ГV на допускающих насинуронных рудонений	
6.4.2 Оценка эффектириости применения ПОН и ПОИ в ABD	,
6.5 Анациа допустимости срабат начим устройств ABP	
6.6 Схемное решение для линейного и секционного ABP	,
6.7 Особенности функционирования АРИВ ГУ объектов РГ	250
6.8 Приници применения молуля согласования нагрузки в APR ГV	258
6.9 Анациа эффектирности применения молуда I AM	,
6 10 Выволы по ГЛАВЕ 6	
СЛАВА 7 Особенности разработки схем выдачи мошности ГV объектов РГ и	
построения автоматики управления режимами энергорайонов	
7 1 Вволная часть	271
7.2. Разработка схем вылачи мошности ГУ объектов РГ	272
7.2.1 Сволный перечень технических характеристик ГV	274
7.2.2 Метолика провеления натурных испытаний и измерений в энергорайонах	с
объектами РГ	278
7 2 3 Метолика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах	с270
объектами РГ	- 281
7.2.4 Дополнительные технические требования к ГУ	
· · · 1	

7.3 Автоматика управления нормальными и аварийными режимами	(АУНиАР)
энергорайонов с объектами РГ	
7.3.1 Требования к быстродействию алгоритмов АУНиАР	
7.3.2 Основные принципы построения АУНиАР	
7.3.3 Функциональные задачи, реализуемые в АУНиАР	305
7.4 Выводы по ГЛАВЕ 7	
Основные результаты диссертационной работы	
Основные публикации автора по теме диссертационной работы	
Условные обозначения	
Список сокращений	
Библиографический список	
Приложение 1. Акты внедрения	
Приложение 2. Патенты на изобретения и полезные модели	406
Приложение 3. Математическое моделирование электроприемников в энерго	районах с
объектами РГ в установившихся и переходных режимах	

Введение

Анализ международного опыта показывает, что развитие распределенной генерации (РГ) в мире происходит в основном за счет строительства генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), что является устойчивым трендом, оказывая существенное влияние на режимы работы электроэнергетических систем (ЭЭС) и развитие экономического потенциала регионов. Суммарная установленная мощность солнечных электростанций (СЭС) в мире с 2007 г. по 2016 г. включительно выросла более чем в 32 раза с 9,15 до 303 ГВт, а ветроэлектростанций (ВЭС) в 5 раз с 93,5 до 487 ГВт [1, 2].

Основными направлениями в обеспечении будущего мировой энергетики являются развитие новых технологий добычи/производства и транспорта энергоресурсов, формирование «новой энергетики», основанной на ВИЭ, распределенной генерации, интеллектуализации и др., а также широкое внедрение энергосберегающих и энергоэффективных технологий на транспорте, в жилищнокоммунальном хозяйстве и промышленности [3]. В связи с этим, эффективность использования энергии является одним из важнейших факторов научнотехнического прогресса, развитии производства, сферы услуг и стабильной работы энергетической отрасли. Сложность, значительные финансовые средства, расходуемые на строительство и эксплуатацию оборудования объектов электроэнергетики, а также возросшие требования потребителей к качеству электроэнергии создают основу для оптимизации технических решений, реализуемых в секторах генерации, передачи и распределения электроэнергии.

По данным за 2016 год на СЭС вырабатывалось около 1 % электроэнергии, производимой человечеством во всем мире, а на ВЭС – около 3 %. По прогнозам экспертов доля ВИЭ в производстве электроэнергии в мире возрастет до 27,1 % к 2030 г. и до 48,8 % к 2050 г. соответственно. В структуре ВИЭ в 2030 г. будет преобладать ветровая энергетика (70 %), но к 2050 г. ее доля сократится до 47 % за счет роста доли солнечной, учитывая радикальное удешевление высокоэффективных фотоэлектрических модулей [4, 5].

Имеются перспективные планы по полному переходу отдельных стран на выработку всего объема необходимой для покрытия графика нагрузки электроэнергии объектами ВИЭ, например, в Швеции к 2040 году, в Канаде к 2050 году. Среди основных причин, способствующих массовому внедрению объектов ВИЭ, следует отметить их более высокую энергетическую и экологическую эффективность, снижение зависимости от импорта газа и нефти из газонефтедобывающих стран, а также тенденцию к снижению удельных капитальных вложений в строительство СЭС и ВЭС [6, 7].

В России интерес к РГ продолжает ежегодно расти, так как ее строительство позволяет получать более дешевые энергоресурсы для снижения себестоимости и повышения конкурентоспособности производимой продукции на внешнем и внетреннем рынках. Необходимость обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей, перерывы в электроснабжении которых недопустимы по условиям технологии производства, является дополнительным стимулом для ввода в эксплуатацию новых объектов РГ [8-10].

В принципе РГ – явление не новое, так как исторически практически все источники энергии располагались вблизи узлов нагрузки. Однако в XX веке, одновременно с интенсивным развитием энергоемких отраслей промышленности, велось строительство тепловых и гидроэлектростанций мощностью в сотни и тысячи МВт, располагаемых вблизи первичных источников энергии (торфа, угля, газа, водохранилищ), но далеко от крупных промышленных центров и населенных пунктов. В прошлом к объектам РГ относились теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) в населенных пунктах, блок-станции, принадлежащие или арендуемые промышленными предприятиями, а также объекты генерации малой и средней мощности (мини-ТЭЦ и дизельные электростанции) [11].

В настоящее время 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 [12].

Ввод в эксплуатацию объектов РГ позволяет эффективно справляться с ростом нагрузки в промышленных энергорайонах, крупных городах и мегаполисах. Интеграция РГ в дефицитные узлы сети позволяет снижать перетоки активной (реактивной) мощности в распределительных сетях напряжением 0,4–110 кВ и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов, а также потери электроэнергии [13-15]. Развитие РГ не только содействует ограничению роста цен на электроэнергию, но и обеспечению энергетической безопасности, сни-

жая возможные риски возникновения блэкаутов, быстрому восстановлению энергоснабжения потребителей после возникновения катаклизмов природного (ледяной дождь, ураган и др.) или техногенного характера, а также возможных кибератак на объекты электроэнергетики. Под энергорайоном, в соответствии с [16], подразумевается совокупность объектов энергосистемы, расположенных на части обслуживаемой ею территории.

Применение РГ является эффективным инструментом оптимизации инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования на традиционных электростанциях и развитие/реконструкцию распределительных сетей. Учитывая малые сроки строительства и мобильность объектов РГ, их применение может стать альтернативой строительству объектов традиционной генерации в тех районах, где дефицит мощности кратковременный от 1 до 5 лет. Учитывая, что большинство ГУ объектов РГ контейнерного исполнения и не требуют сооружения дорогостоящих фундаментов, то ввод объекта РГ и его последующий демонтаж, является экономически выгодным решением. Имеется положительный международный опыт специализированных компаний в оказании услуг по поставке мощности (десятки – сотни МВт) от объектов РГ в дефицитные узлы сети в согласованных объемах по утвержденным суточным графикам, по заранее определенной стоимости для выбранных сроков оказания услуг.

В ряде случаев экономически эффективен ввод объектов РГ взамен сооружения электросетевых объектов для технологического присоединения новых потребителей. Целесообразно строительство объектов РГ взамен технического перевооружения (реконструкции) перегруженных и закрытых центров питания (подстанций), требующих увеличения пропускной способности линий электропередачи (ЛЭП) и мощности силовых трансформаторов [17].

Альтернативой существенному усилению сетевой инфраструктуры является проведение реконструкции с элементами модернизации промышленных и муниципальных котельных за счет применения вместо газовых котлоагрегатов – когенерационных установок. Это позволяет повысить коэффициент использования теплоты топлива и практически полностью покрыть электропотребление котельной за счет выработки электроэнергии собственной генерацией [18]. Анализ существующих тенденций по разработке модельных рядов когенерационных установок модульного типа для мини-ТЭЦ, планируемых к установке на объектах РГ, указывает на очевидный перевес в сторону использования зарубежных ГУ.

Развитие РГ в России на протяжении последнего десятилетия происходи-

ло в основном за счет ввода объектов РГ на базе газотурбинных (ГТУ), газопоршневых (ГПУ) и дизельных (ДГУ) генерирующих установок (ГУ), как правило, зарубежных заводов-изготовителей. При этом объекты РГ сооружаются, как правило, крупными промышленными предприятиями нефтегазодобывающей, горнодобывающей, металлургической, целлюлозно-бумажной и химической отраслей промышленности [19]. В ряде случаев снижение затрат на выработку электрической и тепловой энергии происходит за счет утилизации вторичных энергоресурсов – доменного, конвертерного, попутного нефтяного, шахтного (метана) газов, а также использования местных, относительно недорогих видов топлива – отходов лесопереработки, сельского хозяйства и пр. [20].

Объем капитальных вложений в объект РГ зависит от его мощности и варианта реализации, однако укрупненно стоимость 1 кВт установленной мощности экспертно оценивается в 2–5 раз меньше стоимости строительства традиционных электростанций. Поэтому сроки окупаемости объектов РГ более привлекательные и составляют от 3 до 6 лет при условии использования попутно вырабатываемой тепловой энергии в течение всего года. Сроки реализации проектов строительства составляют от начала проектирования и до ввода объекта РГ в эксплуатацию составляют от 9 до 12 месяцев, а для традиционных электростанций не менее 3–5 лет [21].

Существуют различные финансовые варианты строительства объектов РГ, первый – строительство за счет собственных средств, в том числе с привлечением кредитов или по лизинговой схеме, второй – подписание энергосервисного контракта, когда потребитель не несет финансовых затрат, но в рамках договорных отношений получает скидку на электро- и теплоэнергию от собственника объекта РГ. Если у предприятия, которое собирается строить объект РГ, финансовые показатели соответствуют требованиям факторинговых компаний, то оно может получить оборудование для объекта РГ без залога и предоплаты с отсрочкой по платежу на 1–2 года, заложить объект РГ в банке, получить кредит и осуществлять платежи по нему уже в процессе эксплуатации объекта РГ.

В последнее время акценты в научно-технической деятельности в энергетике смещаются в сторону инноваций, импортозамещения и конкурентоспособности отечественных разработок по сравнению с лучшими мировыми образцами. Поэтому, благодаря государственной политике импортозамещения, ситуация стала меняться – расширяется линейка производимых отечественных дизельных, газопоршневых, газотурбинных двигателей и синхронных генераторов, повышается качество производимой продукции, улучшаются показатели ее надежности и энергоэффективности, растут ресурсные показатели, при снижении удельной стоимости генерирующих установок.

Ежегодно в России вводятся в эксплуатацию сотни новых объектов РГ, а крупные промышленные предприятия увеличивают долю выработки электроэнергии на объектах собственной генерации. Например, Новолипецкий металлургический комбинат планирует до 2023 г. увеличить долю собственной выработки электроэнергии с 60 до 95 % за счет ввода новой электростанции [22].

По статистическим данным в ЕЭС России объекты РГ в 2017 г. 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 объектов РГ в России (без учета объектов ВИЭ) по оценкам экспертов составляет около 17,5– 18 ГВт (≈ 8 % от общего объема). Производство электроэнергии объектами РГ в 2018 г. больше объема производства таких крупных генерирующих компаний как ПАО «Т Плюс» (55,1 млрд. кВт·ч), ПАО «Юнипро» (46,7 млрд. кВт·ч) и ПАО «Энел Россия» (41,3 млрд. кВт·ч) [23].

В России утвержден комплекс мер для стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами на основе использования ВИЭ. В соответствии с [24-26] ежегодно на протяжении ряда лет проводились конкурсные отборы инвестиционных проектов по строительству объектов ВИЭ. По результатам их проведения в 2019 году до 2024 г. в России должно быть построено и введено в эксплуатацию электростанций (СЭС и ВЭС) суммарной установленной мощностью 5278,3 МВт [27]. В целом в России технический потенциал солнечной и ветровой энергетики на порядок превосходит остальные виды ВИЭ. Строительство объектов ВИЭ осуществляется в рамках механизма договоров о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ), предусматривающих возврат инвестиций за счёт специальной надбавки к цене на мощность для покупателей оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Перспективной областью применения ВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также резервирование систем электроснабжения особо ответственных потребителей [28, 29]. В ряде случаев на первый план могут выходить экологические преимущества строительства объектов ВИЭ, взамен строительства протяженных электрических сетей до отдельных поселков и предприятий на Крайнем Севере и Дальнем Востоке или дизельных электростанций, где стоимость топлива, с учетом его доставки в период северного завоза, является крайне высокой.

Важно отметить, что «магистральным направлением развития электроэнергетики России является развитие конкуренции и долгосрочных отношений на оптовом и розничном рынках электрической энергии, в том числе:

– стимулирование потребителей к развитию локальных и интегрируемых в ЕЭС России распределенных источников энергоснабжения для обеспечения потребления электрической энергии в части пиковой нагрузки в энергосистеме как фактора повышения конкуренции на рынке электрической энергии и мощности, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергосистем с автоматизированными торговыми площадками;

– развитие Smart Grids, интеллектуальной распределенной энергетики, потребительских сервисов и «энергетического интернета» в рамках реализации «дорожной карты» «Энерджинет» Национальной технологической инициативы.

Немаловажную роль призвано сыграть развитие ВИЭ и распределенной генерации (включенные в ЕЭС России или работающие автономно, мощностью до 25 МВт, электростанции потребителей), осуществляемое в зависимости от структур и концентрации нагрузки в региональных энергосистемах. Это будет способствовать повышению энергетической безопасности и широкому использованию инноваций в электроэнергетике.

Для решения поставленных задач потребуется совершенствование механизмов стимулирования производства электрической энергии объектами ВИЭ и поддержки использования ВИЭ в субъектах Российской Федерации, формирование инфраструктурных условий для привлечения инвестиций в развитие сектора ВИЭ, а также координация мероприятий в области развития электроэнергетики и возобновляемой энергетики» [3].

«Перспективными задачами для развития электроэнергетики России, в том числе, являются:

 сбалансированное развитие локальных и интегрируемых в ЕЭС России распределенных источников энергоснабжения, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергетических систем;

 обеспечение экономически эффективного сочетания использования систем централизованного электро- и теплоснабжения с развитием распределенной генерации электрической энергии и интеллектуализацией энергетических систем, а также с использованием местных ресурсов, в том числе ВИЭ;

- развитие отечественного научно-технологического потенциала, созда-

ние и освоение передовых технологий в сфере энергетики, в том числе технологий использования ВИЭ, наращивание производства на территории Российской Федерации конкурентоспособного основного и вспомогательного оборудования, создание центров компетенции».

Следует обратить особое внимание, что одним из рисков в области энергетической безопасности, связанными с трансграничным вызовом и трансграничными угрозами энергетической безопасности является недостаточное развитие нормативно-правовой базы, сдерживающее внедрение инновационных технологий, в том числе технологий использования ВИЭ, распределенной генерации электрической энергии и цифровых технологий в сфере энергетики» [30].

Планируемые к строительству объекты РГ в регионах России интегрируются в Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, разрабатываемые органами исполнительной власти субъектов, которые являются основанием для утверждения инвестиционных программ территориальных субъектов электроэнергетики.

Учитывая особенности России объекты РГ могут работать как параллельно с энергосистемой, так и в островном (автономном) режимах. 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 или по другой причине) и существующий до момента его синхронизации с энергосистемой. Отключение ЛЭП может быть реализовано превентивно автоматически (по параметрам электрического режима) или вручную дежурным персоналом для обеспечения надежного функционирования объектов генерации и/или электроснабжения электроприемников потребителей [31-34].

Работа энергорайона в островном режиме может быть сколь угодно длительной, что зависит от состояния ЛЭП, параметров режима в энергосистеме и/или в выделенном энергорайоне, решения дежурного персонала и др. Как правило, синхронизация выделенного энергорайона с энергосистемой осуществляется соответствующими устройствами автоматики.

Отличие автономного режима от островного заключается в том, что осуществляется отделение от энергосистемы или постоянное функционирование одной ГУ или объекта РГ с несколькими однотипными ГУ и нагрузкой. Данное отличие существенно в отношении анализа переходных процессов, а также разработки и реализации средств автоматического управления режимами.

Введение оплаты за неиспользуемый резерв мощности электросетевыми компаниями России может спровоцировать промышленные предприятия к отказу от параллельной работы с энергосистемой, за счет введения дополнительных мощностей на объектах РГ для резервирования на случай аварии или выполнения регламентных работ по техническому обслуживанию и ремонту. Однако, вероятность реализации данного сценария невелика.

Наиболее вероятным будет вариант, связанный с проведением промышленными предприятиями комплекса работ по реконструкции сетей внутреннего электроснабжения, с целью выделения на питание от распределительных сетей группы особо ответственных электроприемников I категории надежности. Остальные потребители, допускающие кратковременные перерывы электроснабжения, будут запитаны от собственной изолированной сети, питаемой от ГУ объекта(-ов) РГ. Такое решение особенно актуально для предприятий, осуществляющих выработку электрической и тепловой энергии за счет эффективной утилизации вторичных энергоресурсов.

Привлечение объектов РГ к участию в реализации алгоритмов противоаварийной и режимной автоматики распределительных сетей, а также их использование в качестве резервных источников электроснабжения (РИСЭ) может позволить существенно минимизировать объемы и время отключения потребителей электроэнергии, однако это требует создания соответствующих регуляторных и экономических механизмов [35].

Помимо развития РГ, на протяжении последнего десятилетия во многих странах мира эффективно применяются технологии управления спросом, через систему финансового стимулирования промышленных и бытовых потребителей, позволяя существенно снижать пиковую нагрузку энергосистемы и осуществлять разгрузку в необходимых объемах по командам диспетчера [36-40].

Привлечение активных потребителей к выравниванию графика нагрузки позволит снижать стоимость электроэнергии на ОРЭМ для всех потребителей, а субъектам электроэнергетики минимизировать финансовые затраты на строительство и ввод в эксплуатацию высокоманевренных генерирующих мощностей, а также резервных генерирующих мощностей, коэффициент использования установленной мощности которых низкий [41-43]. Например, в США применение таких технологий позволяют сократить пиковое электропотребление на 5–6 %, что в масштабах страны составляет несколько десятков ГВт.

Под «активным потребителем понимается участник рынка электроэнер-

гии, который имеет возможность самостоятельно оптимизировать свой график потребления электроэнергии в нормальных режимах энергосистемы как с целью минимизации затрат на покупку и производство электроэнергии, так и с целью получения дохода от продажи электроэнергии и мощности» [44].

В России механизм ценозависимого снижения потребления функционирует с 2017 г., но до последнего времени он был доступен только для участников ОРЭМ – крупных промышленных предприятий. С июля 2019 года мелкие и средние потребители могут равноправно принимать в нем участие, снижая собственное электропотребление из энергосистемы и получая экономический эффект, величина которого зависит от величины мощности и времени ее снижения. Значимый для энергосистемы эффект возможно достигнуть за счет привлечения агрегаторов управления спросом на электроэнергию, например, сбытовые компании, которые будут консолидировать потребителей.

По оценкам Энергетического центра бизнес-школы СКОЛКОВО потенциал ценозависимого снижения потребления в России в случае его массового внедрения составляет около 6–10 ГВт для первой ценовой зоны и 2–3 ГВт для второй ценовой зоны. В совокупности это значительный объем, для покрытия которого необходимо наличие более 30 типовых парогазовых энергоблоков единичной мощностью 400 МВт.

Одновременно в мире получают развитие различные системы накопления энергии на базе аккумуляторных батарей, сжатого воздуха, маховиков, тепловых накопителей, гидроаккумуляторов, сверхпроводниковых индуктивных накопителей, гравитационных накопителей и др. [45-49]. Выполняются разработки различных технологий накопления электрической энергии (НЭЭ) с целью повышения их энергоемкости, КПД и снижения удельной стоимости. Перспективные исследования направлены на применение НЭЭ для обеспечения динамической устойчивости генераторов при больших возмущениях, противоаварийного управления для повышения статической устойчивости электропередачи, демпфирования низкочастотных колебаний в энергосистеме, компенсации стохастического характера выработки электроэнергии объектами ВИЭ, бесперебойного электроснабжения и устойчивости нагрузки, локализации аварийных возмущений в сетях постоянного тока объектов ВИЭ и др. [50-53].

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, используемый потребителем для собственного энергоснабже-

ния (бытовые, производственные нужды), а его мощность не превышает максимальную суммарную мощность всех энергопринимающих устройств.

Поскольку значительную долю объектов микрогенерации составят кровельные солнечные панели, как правило, в комбинации с НЭЭ, а также более экологически эффективные мини-когенерационные установки, то это будет содействовать сокращению выбросов парниковых газов и достижению мировых целей по борьбе с изменением климата. Массовые их внедрения могут стать важной составляющей усилий России по глобальной экологической кооперации, в том числе в рамках реализации Парижских соглашений по климату [54].

Базовый вариант развития электроэнергетики России представлен в [55], где предполагается продолжение последовательного развития энергосистемы России в текущей парадигме – структура энергобаланса в течение следующих 20 лет остается практически неизменной, а возникающий дефицит мощности покрывается за счет модернизации оборудования действующих электростанций или его заменой новыми энергоблоками большой мощности.

Однако в последние годы в различных странах мира признание получила альтернативная – децентрализованная модель энергетики, где основной акцент сделан на развитие распределенных энергетических ресурсов (РЭР) [56, 57]. Агрегация объектов РГ, активных потребителей и систем накопления электрической энергии, называемых вместе РЭР, объединенных общностью управления приводит к зарождению концепции Smart Grids [58, 59]. Полное игнорирование глобального тренда на децентрализацию энергетики может привести к дальнейшему технологическому отставанию, а также значительным вложениям в модернизацию находящихся в эксплуатации и строительство новых энергоблоков, что приведет к очередному замораживанию инвестиций и возложению дополнительного финансового бремени на потребителей.

При этом Россия имеет свои специфические особенности как территориального и климатического характера, так и исторические, связанные со сложившейся структурой электроэнергетики. Поэтому прямое копирование международного опыта может быть губительным для надежного функционирования ЕЭС России, создававшейся десятилетиями по другим принципам. Значительное наращивание доли объектов РГ в энергобалансе страны без четкого понимания преследуемых целей и получаемых эффектов может привести к нарушению ее нормального функционирования, переносу бремени по содержанию существующей централизованной инфраструктуры на более узкий состав потребителей и росту стоимости электрической и тепловой энергии. Следовательно, важно найти для российской электроэнергетики новый, комбинированный сценарий развития, сочетающий сбалансированное участие традиционной централизованной энергетики и РЭР, учитывающий особенности страны, но не мешающий получению выгод из общемировых тенденций для потребителей и экономики страны в целом, создавая спрос на внедрение инноваций в электроэнергетике [60, 61].

Увеличение доли ГУ объектов РГ, включая объекты ВИЭ, в общей структуре генерирующих мощностей приводит к тому, что как выработка электроэнергии, так и ее потребление носят нестационарный характер. Управление режимами в таких условиях требует применения глобальных коммуникационных систем, которые позволяют объединить в единое целое всю совокупность программно-аппаратных средств. Необходимость непрерывного поддержания баланса между генерируемой и потребляемой электроэнергией, как в нормальных, так и в аварийных режимах существенно усложняет принципы управления множеством разнородных РЭР. Вопросы обеспечения надежности функционирования энергосистем и энергорайонов, а также электроснабжения потребителей в указанных условиях становятся особенно актуальными, что требует разработки и реализации новых подходов, как при планировании их развития, так и в обеспечении режимной надежности [62, 63].

Создание систем автоматического управления режимами энергорайонов является крайне актуальной задачей, которую необходимо решать с применением современных программно-аппаратных комплексов (ПАК). Существующие принципы и подходы к организации автоматического управления не позволяют в полной мере обеспечить управление нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ, с учетом их особенностей [64, 65].

Системы автоматического управления режимами должны учитывать, что, во-первых, количество объектов управления значительно больше, чем в традиционных сетях, во-вторых, скорость развития нарушений нормального режима значительно выше, в связи с малыми значениями механических постоянных инерции ГУ объектов РГ и микрогенерации, в-третьих, реверсивные потоки мощности являются нормально допустимыми, в зависимости от режима генерации и электропотребления в конкретный момент времени.

Создание таких систем требует и развития стандартизации в области Smart Grid, которая получила широкое развитие в Международной электротехнической комиссии (МЭК), что проявляется в разработке серии стандартов по информационному взаимодействию и управлению объектами электроэнергетики, определяющих типовую архитектуру систем, классификатор ролей основных ее участников и др. Важное место в МЭК отведено вопросам сертификации оборудования ВИЭ, поэтому требуется создание аналогичной системы в России, с учетом опыта ее построения и внедрения в других странах, производящих оборудование для объектов ВИЭ [66, 67]. Кроме того, для энергорайонов (микроэнергосистем) работающих параллельно с энергосистемой или изолированно разрабатываются стандарты по их проектированию. Важно отметить отрицательный международный опыт затягивания с развитием стандартизации в отношении интеграции и функционирования объектов РГ, включая объекты ВИЭ, в составе энергосистем. Это потребовало проведение модернизации, а в ряде случаев замены генерирующего оборудования, не отработавшего нормативные сроки эксплуатации, который не должен быть повторен в России.

Учитывая изложенные перспективы развития энергорайоны с объектами РГ, включая объекты ВИЭ, должны стать лидерами во внедрении систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами. Современное развитие техники и технологий дает широкие возможности для решения указанных задач на принципиально новом научно-технологическом уровне с применением отечественных ПАК, в рамках реализации национальной программы импортозамещения [68-70].

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. Баринов, П.И. Бартоломей, Я.Б. Баркан, В.В. Бушуев, Г.Л. Брухис, 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, Т.Б. Заславская, А.Н. Зейлигер, А.С. Зеккель, В.И. Идельчик, Б.И. Иофьев, П.Я. Кац, В.Г. Китушин, Ф.Л. Коган, Л.А. Кощеев, В.Д. Ковалев, А.Л. Куликов, Ю.Н. Кучеров, С.А. Лебедев, М.Л. Левинштейн, И.В. Литкенс, Л.Г. Мамиконянц, И.М. Маркович, Е.А. Марченко, Л.А. Мелентьев, В.И. Нагай, В.Г. Наровлянский, Н.Л. Новиков, 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, Г.И. Самородов, В.А. Семенов, С.А. Совалов, Н.И. Соколов, В.А. Строев, О.А. Суханов, В.Ф. Тимченко, Х.Ф. Фазылов, 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. Hatziargyriou, A. Keyhani, M.N. Marwali, M. Dai, F. Gao, 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 [3]. Создание систем и сервисов интеллектуальной энергетики предусмотрено «дорожной картой» Национальной технологической инициативы «Энерджинет» и национальным проектом «Интеллектуальная энергетическая система России» (ИЭСР). В документах определена последовательность шагов по поэтапному преобразованию ЕЭС России за счет широкого применения объектов РГ и микрогенерации, систем накопления энергии, активных потребителей, управляемых устройств с элементами силовой электроники, интегрируемых в «умные сети» (Smart Grids).

Для этого требуется разработка новых принципов, методов и средств контроля и управления, в т.ч. измерения 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 области 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 отключения нагрузки.

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 (ABP), а также способов адаптации зарубежных автоматических регуляторов частоты вращения (AP4B) и возбуждения (APB) к особенностям режимов энергорайонов с объектами PГ.

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, 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 предусматривает 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 ABP, 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 APB зарубежных ГУ к особенностям режимов энергорайонов с объектами PГ, 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 натурных 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 натурных 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 натурных 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 электроснаб-

жение потребителей энергорайона в островном режиме.

4. Способ расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ, основанный 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 КПР 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 ABP, 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 APB 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 ЭЭС и противоаварийного управления в ЭЭС. Математическое моделирование установившихся режимов и переходных процессов, 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 быстродействия 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 быстродействия 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 минимизации объемов отключения нагрузки.

7. Схемные решения по совершенствованию устройств линейного и секционного ABP 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):

– <u>по формуле специальности</u> – 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 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 экономичного и надежного производства электроэнергии, … и снабжения потребителей электроэнергией в необходимом количестве...»;*

– <u>по области исследования</u> – 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 основно-го 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 элек-*

тов РГ за счет применения НЭЭ с независимым регулированием по активной и реактивной мощности, что соответствует *«разработке методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной авто-матики...» (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- теплои электроснабжения на базе сетецентрической 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 технических требований 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 программно-аппаратном комплексе 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 технических требований к ГУ объектов РГ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей, решения проблемных технических вопросов интеграции ГУ 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 государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева».

Копии актов внедрения приведены в Приложении 1.

Результаты диссертационных исследований в отчетах по НИР:

– Концепция повышения надежности электроснабжения потребителей и обеспечения безопасности для людей в случаях внезапных нарушений электроснабжения. Основные положения. Применение концепции к электроснабжению энергокластера Ванино – Советская Гавань / Ю.А. Тихонов, Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин, Г.В. Милеева // – М: АО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. – 160 с;

– Анализ проблем анормальных режимов работы распределительных сетей, в которых применяется распределенная генерация на основе газотурбинных и газопоршневых установок. Этап 1 – Обзор свойств генерирующих установок, проблем, возникающих при их применении в ЕНЭС, и способов решения этих проблем / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин // – М: АО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2013.

– 128 c.

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 отдельные результаты были представлены 110 докладах, из них 15 на зарубежных, 44 на международных и 51 на российских научных, научнотехнических 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 – RTUCON (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 научнотехнических конференций Ассоциации ТРАВЭК (2011-2019 гг.) – г. Москва; три сессии Всероссийского научного семинара «Кибернетика электрических систем» (2016-2018 гг.) – г. Новочеркасск; четыре международных научнотехнических 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, а также другие.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 104 научных статей, из них 49 единолично, 55 в соавторстве, в том числе: 42 в журналах по списку, рекомендованному ВАК, 12 статей в рецензируемых научных 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, из них 6 на изобретения, 4 на полезные модели (копии патентов приведены в Приложении 2).

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 объем 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, схемноалгоритмических 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.

Автор выражает глубокую признательность д.т.н., доценту А.Л. Куликову за консультации и помощь в решении прикладных научно-технических задач построения АУНиАР, а также к.т.н., доценту Ю.Е. Гуревичу за помощь в адаптации математических моделей к проведению расчетов установившихся и переходных режимов в энергорайонах с объектами РГ, а также выполнении расчетных работ.

ГЛАВА 1 Анализ современного состояния и проблем управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ

1.1 Вводная часть

Исторически потоки мощности были однонаправленными, от электростанций в магистральные (распределительные) сети, из магистральных сетей в распределительные и далее в системы электроснабжения (сети внутреннего электроснабжения) энергорайонов [71-72]. Следовательно, сетевой комплекс не был рассчитан на интеграцию разнородных источников электроэнергии и реверсивные потоки мощности, возникающие в зависимости от режимов генерации и электропотребления в узлах нагрузки. Поэтому, к глобальным вызовам и задачам обеспечения надежности его функционирования следует отнести:

 необходимость обеспечения надёжной работы ГУ объектов РГ в составе энергосистем и энергорайонов;

 нестационарный (стохастический) характер выработки электроэнергии объектами ВИЭ, с необходимостью их резервирования другими ГУ;

 изменение подходов к краткосрочному и оперативному планированию режимов, с учетом инструментов прогнозирования выработки электроэнергии;

– изменение роли потребителей электроэнергии в энергосистемах (энергорайонах), с появлением активных потребителей и потребителей-регуляторов;

вытеснение традиционной генерации на рынок услуг по обеспечению системной надёжности;

 – рост взаимовлияния магистральных и распределительных сетей в условиях реверсивных и быстроменяющихся потоков мощности;

 усиление координации дежурного персонала магистральных и распределительных сетей, совершенствование принципов взаимодействия при решении задач оперативного управления и перспективного развития [73-76].

На электростанциях России исторически применялись ГУ отечественного производства, технические характеристики которых соответствовали требованиям ГОСТ в отношении максимально допустимого времени ликвидации КЗ, перегрузочной способности, допустимости применения НАПВ и кратковременных асинхронных режимов, а также алгоритмов работы и параметров настройки систем АРЧВ и АРВ, оказывающих влияние на характер протекания переходных процессов и параметры анормальных и аварийных режимов [77-80].

На объектах РГ в России нашли широкое применение зарубежные ГУ, которые, по сравнению с отечественными, имеют высокое качество, лучшие показатели надежности (коэффициент готовности; среднее время между вынужденными отключениями) и эффективности (КПД; коэффициент использования теплоты топлива), больший ресурс, межремонтный период (до первого капитального ремонта и между последующими), а также время наработки между периодическим техническим обслуживанием. Собственники объектов РГ отмечают высокую культуру производства ГУ, организации сервисного обслуживания в гарантийный и послегарантийный период, сроки поставки запасных частей, а также качество обучения персонала [81-83].

По статистическим данным из российских и международных источников, надёжность ГУ объектов РГ достаточно высокая. Крупноблочное паросиловое и газотурбинное оборудование отключается в 5–8 раз реже и простаивает на 2– 7 % меньше, что обусловлено конструкцией ГУ, удалённостью от центров нагрузки, оснащённостью современными устройствами РЗА, высокой квалификацией эксплуатационного персонала, равномерным графиком нагрузки и др. При этом ГУ объектов РГ отключаются чаще, но на непродолжительное время, что связано с частыми внешними возмущениями, неправильной работой устройств РЗА, мелкими неисправностями и др. Коэффициент готовности ГУ объектов РГ, включая ВИЭ, является достаточно высоким 93,5–98,2 % [84].

Однако, к проблемных вопросам интеграции и функционирования объектов РГ в составе энергосистем (энергорайонов) в России следует отнести:

 механические повреждения ГУ при многофазных КЗ в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения;

 механические повреждения ГУ в результате НАПВ на единственной ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой в ремонтной схеме;

 нарушения динамической устойчивости ГУ (ГПУ; ГТУ со свободными силовыми турбинами) при многофазных КЗ;

– неселективные отключения ГУ при кратковременных отклонениях напряжения (ниже 90 % и выше 110 % от $U_{\text{ном}}$) или частоты (более, чем на 1,0–1,5 Гц), вызванные переходными процессами в сети, при отсутствии угрозы их механического или термического повреждения;

отключения ГУ при набросах нагрузки в размере 20–30 % P_{ном} без возникновения их перегрузки;

- отключения ГУ при одномоментных значительных сбросах нагрузки в

результате выделения объекта РГ в островной (автономный) режим;

– отключения ГУ при нормальных коммутациях в сети без понижения напряжения, но со скачком фазы напряжения на шинах $\Gamma Y \ge 10^{\circ}$;

невозможность всережимного регулирования частоты вращения ГУ:
при параллельной работе с сетью и в островном (автономном) режиме;

 невозможность длительной работы в островном (автономном) режиме из-за наличия ограничений по технологическому минимуму нагрузки ГУ;

 сложности с обеспечением селективной ликвидации КЗ в островном (автономном) режиме объекта РГ с ГУ, подключаемые через тиристорные (транзисторные) преобразователи частоты (ТПЧ);

 повышенный износ регулирующих клапанов при отсутствии зоны нечувствительности в АРЧВ ГТУ;

– жесткие ограничения на $P_{AJ\Sigma}$ в условиях прямых пусков от ГУ объектов РГ в островном (автономном) режиме [12, 85].

Кроме того, 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 и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов, что приводит к их отключениям, вызывая значительные ущербы у потребителей [86-92].

Нормирование показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на границе балансовой принадлежности между электросетевой компанией и потребителем производится во всех режимах работы распределительных сетей, за исключением содержащих режимные отклонения, связанные со случайными событиями, например, провалы напряжения (< 90 % номинального (согласованного) фазного напряжения хотя бы в одной фазе), прерывания напряжения (< 5 % номинального (согласованного) фазного напряжения во всех фазах), перенапряжения и импульсные напряжения (коммутационные и атмосферные) [93].

Исходя из определений вышеуказанных понятий, циклы короткое замыкание (КЗ) – автоматическое повторное включение (АПВ), автоматический ввод резерва (АВР) и связанные с ними самозапуски двигательной нагрузки, составляющие подавляющее большинство случаев кратковременного снижения напряжения в сетях внешнего электроснабжения потребителей электроэнергии, относятся к провалам или прерываниям напряжения [94-96].

Ввиду отсутствия регламентированных значений провалов/прерываний

напряжения в НТД их характеристики не устанавливаются в договорах между потребителями и электросетевыми компаниями. Так как юридической ответственности у электросетевых компаний при этом не возникает, то организационные и технические мероприятия ими не планируются и не реализуются, поэтому потребителям получить компенсацию своих убытков не представляется возможным. При этом остаются не реализованными разработанные принципы и подходы к организации взаимоотношений субъектов электроэнергетики и потребителей в части управления надёжностью электроснабжения [97-100].

Основной причиной возникновения провалов/прерываний напряжения в сетях 110–220 кВ являются однофазные КЗ на ВЛ, составляющие 70 % от общего числа, при этом двухфазные и трехфазные КЗ составляют 20 % и 10 % соответственно. Для кабельных сетей 6–10 кВ преобладающими являются однофазные замыкания на землю. 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 [101].

В сложившихся условиях обеспечить надежное функционирование ГУ объектов РГ и надежное электроснабжение потребителей, особенно промышленных, без выделения энергорайонов в островной режим работы по параметрам режима, в случае возникновения аварий в энергосистеме, в большинстве схемно-режимных ситуаций, не представляется возможным.

Важно отметить, что зарубежные заводы-изготовители для защиты ГУ от резких изменений параметров режима оснащают их устройствами РЗА с такими алгоритмами работы и параметрами настройки (уставками), которые препятствуют нормальному функционированию ГУ, вызывая их частые отключения. Причины отключений ГУ связаны с тенденциями к повышению их экономичности и эффективности, основанные на том, что времена ликвидации аварийных возмущений снижаются, за счет применения цифровых устройств РЗ, а скорости восстановления параметров режима возрастают. Уставки устройств РЗ ГУ оказываются не согласованными с уставками устройств РЗ электросетевых элементов, что приводит к отключению ГУ, однако они не подлежат изменению в течение гарантийного срока эксплуатации [102-108].

Неселективные отключения ГУ объектов РГ, как правило, приводят к нарушению электроснабжения потребителей, набросам нагрузки на электросетевое оборудование (ЛЭП, силовые трансформаторы) в прилегающей сети, вызывая его перегрузки [109-111]. В данных условиях предотвратить излишние отключения ГУ без применения дополнительных устройств, обеспечивающих расширение области допустимых режимов ГУ практически невозможно.

В распределительных сетях и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов исторически находятся в эксплуатации устройства автоматики энергосистем, предназначенные для предотвращения возникновения и развития аварий, а также ускорения процессов восстановления нормального режима. Данные устройства, как правило, не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей и адаптации алгоритмов работы к условиям текущего режима, т.к. алгоритмы их работы и параметры настройки не учитывают наличие ГУ объектов РГ [112]. Следовательно, предотвращение их отказов, а также излишних и ложных срабатываний в новых схемно-режимных условиях является важной задачей, требующей разработки усовершенствованных алгоритмов и новых схемных решений, обладающих адаптивными свойствами.

Исторически управление нормальными режимами в распределительных сетях реализовывалось на принципах визуального распознавания параметров и ручного управления ими, а также посредством применения средств режимной автоматики. Управление аварийными режимами в указанных сетях осуществлялось за счет применения устройств РЗ, сетевой автоматики, например, АПВ, АВР, и локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА), например, АЧР, АОСН, АОПО и др. [113-117]. Технические характеристики используемых систем и устройств (алгоритмы работы; параметры настройки) были согласованы между собой, что позволяло применять устройства РЗ, реализующие функции ближнего и дальнего резервирования и массово внедрять сравнительно простые устройства РЗ относительной селективности [118-122].

В современных условиях при интеграции сотен, а порой и тысяч, объектов РГ, в том числе объектов ВИЭ, в сети невозможно эффективно управлять режимами посредством использования существующей иерархической системы диспетчерского управления, оснащенной средствами автоматизированного управления. Объем информации, подлежащей анализу, становится для диспетчеров разных уровней избыточным, что не позволяет им оперативно принимать корректные решения для управления режимами сети в реальном масштабе времени [123-126]. Для свободной интеграции объектов микрогенерации в сети низкого напряжения, которые могут включаться и отключаться в любой момент времени, требуется применение автоматических устройств, реализующих технологию plug-and-play [127-129].

Объединение большого количества объектов управления в одну систему имеет свои преимущества и недостатки, с точки зрения обеспечения надежно-

сти. Свободное взаимодействие участников рынка электроэнергии может привести к ограничению строительства новых и реконструкции находящихся в эксплуатации межсистемных и транзитных ЛЭП, а также генерирующих мощностей на традиционных электростанциях, обеспечивающих необходимую величину резервов мощности [130-132]. Это, в свою очередь, может содействовать снижению показателей балансовой, структурной, режимной надежности, и, в конечном счете, надежности электроснабжения потребителей [133-136].

Для обеспечения нормируемых показателей надежности необходимо, помимо непосредственной интеграции объектов РГ, решать и другие важные технические вопросы: согласования и селективности функционирования устройств РЗ, качества электроэнергии, контроля пропускной способности ЛЭП и ограничения перегрузок, балансирования энергосистемы (энергорайона в островном режиме), восстановления системы после ликвидации аварийных возмущений, синхронизации энергорайонов с энергосистемой, минимизации потерь электроэнергии и др. Так как большинство функций должно выполняться в автоматическом режиме, то система управления должна быть адаптивной, ориентированной на структуру сети, учитывать технические характеристики и ограничения ГУ объектов РГ, НЭЭ, управляемой нагрузки и др. [137-149].

В состав современных распределительных сетей входят энергорайоны, разбивающиеся на энергокластеры, включающие промышленных потребителей, городские микрорайоны, интеллектуальные здания, загородные поселки, электромобили и др., обладающие возможностями гибкой реконфигурации, введения резервов, повторного включения для обеспечения надежности электроснабжения потребителей при повреждениях отдельных элементов [150-155]. Появление большого количества участников рынка, связей между энергокластерами, объектов РГ и микрогенерации, а также средств автоматизации с элементами интеллектуального управления увеличивает объем информации, подлежащей обработке системой управления режимами, ведет к усложнению задач краткосрочного и оперативного планирования режимов и диктует необходимость перехода к полностью автоматическим процедурам [156-162].

Одной из важных особенностей энергорайонов и энергокластеров является возможность функционирования в островном (автономном) режиме, что требует реализации дополнительных функций, обеспечивающих контроль конфигурации сети, мониторинг горячего резерва, координацию алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗА, надежное выделение в островной режим, автоматическую синхронизацию с энергосистемой и др., которые должны быть
заложены в системе управления [163-168].

В указанных условиях обмен информацией, формирование и реализация УВ в системе управления режимами должны производиться в реальном масштабе времени (в темпе протекания физических процессов) в энергосистеме (энергорайоне). Иерархическая структура системы управления с множеством уровней и подуровней требует наличия надежной и быстродействующей системы коммуникаций, обладающей большой пропускной способностью каналов связи и высокой производительностью вычислительных средств. Развитие информационных технологий и цифровой обработки сигналов позволили использовать различные среды для передачи данных: оптоволоконные кабели, широкополосный радиодоступ, системы коммуникаций по ЛЭП и др. [169-173].

Применение модульной структуры программно-аппаратных комплексов (ПАК) для решения задач управления режимами может позволить легко расширять и масштабировать систему управления. Данный принцип построения и использование современных протоколов передачи данных (например, МЭК 61850) содействует как обеспечению надежности, ремонтопригодности и простоте модернизации, так и легкой переконфигурации системы под изменяющуюся структуру электрической сети. В ПАК помимо использования быстродействующих алгоритмов цифровой обработки сигналов токов и напряжений, а также технологических алгоритмов необходимо обеспечивать требуемый уровень программного и аппаратного резервирования. Не менее важными остаются вопросы киберзащищенности информационной сети, предотвращения возможностей искажения управляющей информации и сохранности данных [174-178].

Высокая стоимость создания интеллектуальных систем управления режимами должна компенсироваться за счет повышения надёжности электроснабжения, эффективности взаимодействия между участниками рынка электроэнергии, а также расширения потенциальных возможностей [179-181].

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 переходу ЕЭС России к структуре «энергосистемы будущего» за счет массовой интеграции объектов РГ, микрогенерации и объектов ВИЭ, систем накопления энергии, активных потребителей, управляемых устройств с элементами силовой электроники, интегрируемых в Smart Grids. Однако, действующие НТД и применяемые технологии проектирования не поддерживают указанные технические решения. Требуется разработка новых методических основ для проектирования сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ (Smart Grids) и систем автоматического управления режимами [182].

Значителен вклад экспертов CIGRE и IEEE в решение всего спектра вопросов от интеграции до обеспечения надёжного функционирования ГУ объектов РГ, однако прямое использование международного опыта в условиях ЕЭС России невозможно, учитывая её уникальность и исторические особенности:

– сохранение параллельной работы ЕЭС с минимизацией возможности выделения отдельных частей в островной (автономный) режим;

– многолетнее строительство крупных электростанций с энергоблоками единичной мощностью в сотни МВт (АЭС, ГРЭС и ГЭС);

 наличие ЛЭП высокого, сверхвысокого и ультравысокого напряжения для передачи больших мощностей на дальние расстояния;

минимальное сетевое резервирование и высокий технический износ
 электросетевого оборудования, особенно распределительных сетей;

 низкий уровень автоматизации распределительных сетей при значительных протяжённостях сетей и отдельных присоединений 0,4–20 кВ;

– применение в распределительных сетях устройств ПА;

 выбор принципов построения систем РЗ (ближнее и дальнее резервирование; применение защит относительной селективности);

 необходимость обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей в островном (автономном) режиме;

 широкая сеть котельных (муниципальных и производственных), используемых для теплоснабжения промышленных и бытовых потребителей, пригодных к преобразованию в мини-ТЭЦ с когенерационными установками;

 достаточная механическая прочность отечественных ГУ к воздействиям многофазных КЗ и НАПВ в сетях внешнего электроснабжения;

 достаточная термическая стойкость отечественных генераторов к воздействию токов КЗ для обеспечения селективной работы устройств РЗ в сети;

– применение на электростанциях одновальных паротурбинных ГУ с большими значениями Tj, сформировавших эквивалентную постоянную инерции ЕЭС России $T_J \approx 10$ с.

Следовательно, при интеграции объектов РГ необходим учет особенностей отечественных распределительных сетей, применяемых устройств РЗ и ПА, принципов резервирования защит, современных ГУ, а также характеристик и параметров нагрузки [183-185].

Анализ проблемных технических вопросов интеграции объектов РГ, управления нормальными и аварийными режимами распределительных сетей и сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов позволил выявить проблемные аспекты, требующие решения с учетом особенностей ЕЭС России.

1.2 Особенности электрических режимов и измерений их параметров в энергорайонах с современными ГУ объектов РГ

Особенности электрических режимов наиболее ярко проявляются в островном (автономном) режиме работы энергорайона, т.к. аварийные процессы в этом случае протекают тяжелее для потребителей, чем в сети общего назначения, особенно при возникновении аварийных дефицитов мощности.

Внезапное отключение одной ГУ, группы или целой электростанции в большой ЭЭС не может вызвать значительных дефицитов мощности и привести к нарушению электроснабжения потребителей, а в островном режиме – это реально. В зависимости от схемно-режимных условий выделения энергорайона баланс генерации и потребления в нем может изменяться от избытка генерации, что потребуются отключения ГУ, до дефицита, приближающегося к 100 %.

Выделим основные особенности режимов энергорайонов с объектами РГ:

переходные процессы протекают значительно быстрее, особенно в островном (автономном) режиме работы, что обусловлено меньшими в 3–10 раз значениями *T_J* ГУ;

 низкая скорость набора нагрузки ГУ с приводом от ДВС приводит к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях и в результате набросов/сбросов нагрузки;

 динамическая устойчивость ГТУ со свободной силовой турбиной и ГПУ при многофазных КЗ нормативной длительности не сохраняется, что может приводить к вторичным нарушениям устойчивости других ГУ и нагрузки;

 параметры переходных процессов существенно зависят от характеристик и параметров нагрузки, вследствие сопоставимых суммарных мощностей ГУ и нагрузки, а также малых взаимных сопротивлений;

 реверсивные потоки мощности, возникающие в зависимости от режимов генерации и потребления в конкретных узлах нагрузки;

 воздействия случайных мешающих факторов, обусловленных наличием нелинейной и быстроизменяющейся нагрузки, применением оборудования с элементами силовой электроники (устройства плавного пуска; частотнорегулируемый привод; источники бесперебойного питания и др.);

– значительные отклонения ПКЭ от нормируемых значений и кратковременные колебания параметров режима в широком динамическом диапазоне, обусловленные нестационарной (стохастической) выработкой электроэнергии объектами ВИЭ [186].

Рассмотрим примеры расчетов переходных процессов, возникающих при дефицитах мощности в энергорайоне с горнодобывающим предприятием, с варьированием видами и типами ГУ. Потребление энергорайона без учета собственных нужд объекта РГ и потерь в сетях – 8,9 МВт, нормальное напряжение на двух секциях шин ПС – 6,6 кВ. Электроприемники на 90 % состоят из асинхронных двигателей (АД) 0,4–6 кВ, остальная нагрузка – статическая, суммарная располагаемая мощность ГУ в доаварийных режимах – 12 МВт. Энергорайон оснащен в соответствии с требованиями [187] устройствами АЧР, к АЧР-1 подключены электроприемники с суммарным потреблением 4,6 МВт, уставки АЧР-1 – от 48,8 до 46,4 Гц через 0,2 Гц, 13 ступеней, выдержки времени – 0,3 с, время реализации УВ АЧР-1 – 0,1 с. На графиках: f – частота, Гц, U – напряжение на шинах ПС, кВ, $P_{\GammaУ\Sigma}$ – суммарная нагрузка работающих ГУ, МВт.

1.2.1 Отключение части ГУ без КЗ в сети энергорайона

1. Объект РГ с двум турбогенераторами (ТГ) единичной мощностью 6 *МВт, нагрузка распределена поровну (по 5,3 МВт).*

Отключение одного ТГ создает начальный дефицит мощности – 50 %. Основная часть переходного процесса показана на рисунке 1.1*a*, в котором f_{min} = 48,0 Гц, срабатывание АЧР-1: 4 ступени, в объеме 1,5 МВт, что равно 17 % от исходного объема электропотребления. Этот переходный процесс далее используется в качестве базового для проведения сравнений. Если вместо ТГ применить ГПУ с ДВС, то при аварийных дефицитах мощности процессы проходят со значительными отличиями, обусловленными двумя факторами:

– ГПУ с ДВС характеризуются меньшими значениями механической постоянной инерции генераторов: $T_J \approx 1-2$ с, при этом у ТГ $T_J \approx 6-9$ с;

– у ДВС скорость снижения мощности в переходном процессе примерно такая же, как у газо- и паротурбинных ГУ, а скорость увеличения мощности существенно меньше, что обусловлено инерционностью турбонаддува – системы, управляющей подачей воздуха в ДВС.





Рисунок 1.1 – Переходные процессы: с отключением одного ТГ из двух (*a*); с отключение трех ГПУ из шести (б)

Измецения в параметрах ТГ	Срабатывания АЧР-1			
Поменения в параметрах 11	число ступеней	отключена нагрузка, %	Γц	
Нет	4	17	48,0	
Механическая инерция как у ДВС	10	39	46,5	
Реакция на наброс нагрузки как у ЛВС	10	39	46.8	

Таблица 1.1 – Параметры переходных процессов с отключением ТГ и ДВС

2. Объект РГ с шестью газопоршневыми установками (ГПУ) единичной мощностью 2 МВт, нагрузка распределена поровну (по 1,77 МВт).

Отключение одной секции объекта РГ выводит из работы три ГПУ, создавая начальный дефицит мощности – 50 %, но в этом процессе (рисунок 1.1*б*; см. таблицу 1.2) $f_{min} = 42,6$ Гц, АЧР-1: 13 ступеней, 4,6 МВт = 52 % от исходного электропотребления. В этом случае частота снижается быстрее, чем в процессе на рисунке 1.1*a*, что приводит к избыточному срабатыванию части ступеней АЧР-1.

В случаях, когда снижения частоты для ГПУ оказываются недопустимыми по причине срабатывания электрических или технологических защит, действующих на их отключение, целесообразно ускорять разгрузку энергорайона, посредством реализации УВ на ОН, при возникновении аварийного дефицита мощности. Необходимость в этом возникает в случаях, если при срабатывании АЧР-1 снижение частоты выходит за границу, допустимую по условиям сохранения непрерывных технологических процессов у потребителей.



Рисунок 1.2 – Переходные процессы: с отключением трех ГПУ из шести, работает ДАР (*a*); с отключением трех ГПУ из шести при трехфазном КЗ, работает ДАР (*б*)

Рис.	Номинальные мощности ГУ, МВт		Способ разгрузки и ее величина, % к исходной		$f_{\min},$ Гц	
	перед аварией	отключены от сети	АЧР-1	ДАР		
1.1 <i>a</i>	ТГ 2×6 МВт	ТГ 1×6 МВт	17	—	48,0	
1.1б		$\Gamma\Pi V 2_{\rm M} 2 MD_{\rm T}$	52	—	42,6	
1.2 <i>a</i>	.2 <i>a</i> 1119 0×2 MBT	TITY 5×2 MIDT	_	52	47,8	

Таблица 1.2 – Параметры переходных процессов при действии АЧР-1 и ДАР

Реализация УВ на ОН с большим быстродействием, чем АЧР-1, в энергосистеме сопряжено с техническими трудностями передачи УВ, однако в рассматриваемых энергорайонах это вполне реально. Такая дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР) должна срабатывать по факту выдачи команды на отключение ГУ или ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой. Принимая $t_{\text{ДАР}}$ = 0,1 с получаем более благоприятный переходный процесс для ГПУ и электроприемников (рисунок 1.2*a*).

3. Объект РГ с четырьмя ГПУ единичной мощностью 2 МВт и двумя ветроэнергетическими установками (ВЭУ) по 2 МВт, условно принято, что нагрузка распределена поровну (по 1,77 МВт).

Принципиальное отличие ВЭУ заключается в том, что они подключены к сети энергорайона через инверторные преобразователи, посредством которых осуществляется регулирование *U*, *f*, *P*, *Q*. Управление последними осуществляется настолько быстро, что в масштабе электромеханических переходных процессов режимы их работы рассматриваются как установившиеся.

Первая особенность ВЭУ, как и фотоэлектрических установок (ФЭУ) СЭС, заключается в применении на них систем управления инверторными пре-

42

образователями, реализующими частотоведомое регулирование, обеспечивая генерацию активной мощности при текущем значении частоты. При работе в составе энергосистемы, когда частота в ней практически не зависит от работы данной ВЭУ, это вполне допустимо. В островном режиме энергорайона с ВЭУ переходные процессы с дефицитом мощности проходят значительно тяжелее.

Вторая особенность ВЭУ, как и ФЭУ СЭС, заключается в невозможности выдачи ими тока значительно большего $I_{\text{ном}}$, что обусловлено малой тепловой инерцией инверторных преобразователей. Ограничение по току во всех режимах работы составляет, как правило, $\approx 1,2-1,4$ $I_{\text{ном}}$. При пониженных напряжениях в энергорайоне возможность форсировки выдаваемой Q у ВЭУ и СЭС сильно ограничена и возможно только за счет разгрузки по P.

На рисунок 1.3*а,б* и в табл. 1.3 проиллюстрированы переходные процессы, вызванные отключением одной секции шин ПС с тремя ГПУ. В работе остаются ГУ суммарной мощностью 6 МВт, но из них одна ГПУ, а две – ВЭУ. В переходном процессе на рисунке 1.3*а* производится полная разгрузка от АЧР-1 (срабатывают 13 ступеней), а на рисунке 1.3*б*, благодаря использованию ДАР, частично.

В островном режиме работы энергорайона (рисунок $1.3a, \delta$) в числе анализируемых аварий следует рассматривать такую, в процессе которой будут отключены все ГПУ ведущие частоту (при набросе нагрузки), что приведет к отключению всех ВЭУ. Не следует допускать набросов нагрузки на ГПУ, которых могут вызвать их отключения с полным погашением потребителей.



Рисунок 1.3 – Переходные процессы: с отключение трех ГПУ, в работе одна ГПУ и две ВЭУ, в работе АЧР-1 (*a*); с отключение трех ГПУ, в работе одна ГПУ и две ВЭУ, в работе ДАР (*б*)

Рис.	Номинальные мощности генераторов, МВт		Способ разгрузки и ее величина, % к исходной		<i>f</i> _{min} , Гц
	перед аварией	отключены от сети	АЧР-1	ДАР	
1.1 <i>a</i>	ТГ 2×6 МВт	ТГ 1×6 МВт	17	—	48,0
1.3 <i>a</i>	ГПУ 4×2 МВт, ВЭУ 2×2 МВт	ГПУ 3×2 МВт	29	—	47,3
1.3б	то же	то же	_	24	49,4

Таблица 1.3 – Параметры переходных процессов с дефицитом мощности, в работе ВЭУ

Если в островном режиме в работе остаются ГТУ, то принципиально важно, являются ли ГТД одновальными или со свободной силовой турбиной. В первом случае ГТУ при переходных процессах, если и отличаются от ТГ, то в лучшую сторону, так как обладают бо́льшими значениями T_J . Во втором – в отношении механических постоянных инерции они близки к ГПУ ($T_J = 1,5-4$ с), однако скорости управления мощностью аналогичны ТГ, следовательно, вопросы применения быстродействующей разгрузки стоят не так остро [188].

1.2.2 Отключение части генерации при КЗ в энергорайоне

Если отключение части ГУ происходит в результате КЗ, то провал *U* значительно изменит показанный выше ход переходного процесса. Проведем анализ основных факторов, в зависимости от состава нагрузки и параметров ГУ:

– если в нагрузке преобладают статические электроприемники, у которых $P \sim U^2$, то КЗ выполнит роль разгрузки, снизив на короткое время дефицит мощности, что замедлит процесс снижения *f*, повысив эффективность AЧР-1;

– если в нагрузке преобладают электродвигатели переменного тока, которые при провалах *U* отключаются, то это приведет к непреднамеренной разгрузке и существенно облегчит процесс восстановления напряжения;

– если в нагрузке преобладают электродвигатели переменного тока, которые не отключаются при провалах U (ответственные АД и СД 6–10 кВ), то их групповые самозапуски при значительном количестве достаточно проблемны. При невозможности самозапусков тормозящиеся электродвигатели спровоцируют лавину напряжения, что вызовет значительный сброс нагрузки и повышение f в энергорайоне, однако электроснабжение потребителей будет нарушено.

– если ГУ оснащены защитами от понижения *U*, уставки которых отстроены от КЗ длительностью 0,15 с, а время ликвидации и восстановления *U* будет больше, то аварийный процесс будет усугублен отключением других ГУ.

Совместное влияние указанных факторов и особенностей ГУ создает

большое многообразие переходных процессов, которые требуют проведения расчетного анализа возможных сценариев при проектировании [189-191].

Переходные процессы, вызванные КЗ и дефицитом мощности, приведены на рисунках 1.4*a*,*б*. При отключении одного ТГ в результате трехфазного КЗ в сети 6 кВ длительностью 0,2 с (рисунок 1.4*a*; таблица 1.4) *U* понижены более чем вдвое, электродвигатели тормозятся (показаны $\omega_{AД}$ для 4-х АД), но по мере повышения *U* при форсировке возбуждения ГУ и срабатывания АЧР-1 начинаются их самозапуски, которые заканчиваются при *t* ≈ 4 и 5 с.



Рисунок 1.4 – Переходные процессы: с отключением одного ТГ из двух при трехфазном КЗ, в работе АЧР-1 (*a*); с отключение трех ГПУ из шести при трехфазном КЗ, в работе АЧР-1 (*б*)

В аналогичном переходном процессе с отключением 3-х ГПУ в результате трехфазного КЗ в сети 6 кВ длительностью 0,2 с (рисунок 1.46; таблица 1.4) отклонения частоты гораздо большие из-за меньших моментов инерции ГПУ и меньшей скорости набора нагрузки ДВС. На рисунке 1.46 кроме суммарной мощности ГУ – $P_{\Gamma Y\Sigma}$, показана суммарная мощность ДВС ($P_{\text{ДВС}\Sigma}$) и отмечен момент времени, когда $P = P_{\text{ДВС}}$. При глубоком снижении напряжения все АД останавливаются, однако после разгрузки, по мере нарастания мощности $P_{\text{ДВС}}$, частоты и напряжения, скорости некоторых АД начинают возрастать, но настолько медленно, что вероятность отключений ГПУ и АД велика. Переходный процесс при замене АЧР-1 на ДАР ($t_{\text{ДАР}} = 0,1$ с) значительно более благоприятный (рисунок 1.26; таблица 1.4). В нем кроме минимума скоростей вращения АД при $t \approx 1$ с имеется второй минимум при $t \approx 2$ с, общий для всех $\omega_{AQ}(t)$ и обусловленный глубоким снижением частоты. ДАР ограничивает снижение U в сети и обеспечивает достаточно быстрый самозапуск всех АД, что доказывает ее эффективность. Однако амплитуда колебаний частоты при этом увеличивается, хотя и уменьшается время работы ГПУ с пониженной частотой (время работы с частотой 44 Гц в переходном процессе на рисунке $1.4\delta - \approx 3$ с, на рисунке $1.2\delta - 2.4$ с).

Рис.	Номинальные мощности ГУ, МВт		Способ разгрузки и ее величина, % к исходной		$f_{\max},$	$f_{\min},$
	перед аварией	отключены от сети	АЧР-1	ДАР	ΙЦ	ΙЦ
1.4 <i>a</i>	ТГ 2×6 МВт	ТГ 1×6 МВт	21	_	50,4	47,8
1.4б	ГПУ 6×2 МВт	ГПУ 3×2 МВт	52	—	55,6	39,3
1.2б	то же	то же	_	52	55,2	35,7

Таблица 1.4 – Параметры переходных процессов при отключении ГУ в результате КЗ

Анализируемые переходные процессы приводят к существенно более неблагоприятным послеаварийным режимам, чем больше длительность КЗ, что требует принятия мер по замене устройств РЗ и коммутационных аппаратов, с целью сокращения времени ликвидации КЗ [192, 193].

1.2.3 Особенности измерений параметров режимов

В большинстве существующих вариантов цифровой обработки сигналов токов и напряжений при анализе электрических режимов ЭЭС (энергорайонов) используют вычислительные соотношения, исходя из синусоидальной модели сигнала промышленной частоты. Для этого применяются дискретное преобразование Фурье (ДПФ), метод наименьших квадратов, фильтрация Калмана и ряд других алгоритмов [194-197].

Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ следует учитывать при измерении параметров режима. Поэтому значения частоты, напряжения и тока, используемые в автоматике управления режимами, можно рассматривать как случайные величины [198]. В данных условиях целесообразен синтез алгоритмов цифровой обработки сигналов, позволяющих реализовать одновременные измерения величин сразу нескольких параметров режима в энергорайоне, что ранее в электротехнической практике не использовалось. Кроме того, эффективно применение статистических методов оценки параметров сигналов на фоне помех и шумов [199], обеспечивающих получение точных результатов за счет применения специальных стохастических процедур.

Требуется разработка быстродействующих методов измерений параметров режима при достаточной их точности для использования в измерительных органах автоматики управления режимами энергорайонов с объектами РГ.

1.3 Совершенствование принципов построения делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ

Известным решением по делительной автоматике (ДА), предназначенной для предотвращения полного останова тепловых электростанций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме, действующей на выделение электростанции или отдельных генераторов на питание собственных нужд и/или изолированный район, является частотная делительная автоматика (ЧДА). Это обосновано тем, что понижения частоты приводят к снижению производительности насосов в системе собственных нужд электростанции, опасному понижению генерируемой мощности и аварийному отключению паровых котлов при частоте ≈ 45 Гц. У крупных ТГ глубокое и длительное общесистемное снижение частоты может привести к резонансным явлениям в лопатках турбин, накоплению усталостных напряжений и вероятности их разрушения. Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех тепловых электростанциях установленной мощностью 25 МВт и выше, за исключением тех, на которых применение устройств ЧДА невозможно по условиям функционирования. Такая автоматика, как правило, имеет две ступени и срабатывает при снижении частоты в энергосистеме до 46-47,5 Гц с разными выдержками времени [200]. На объекты РГ мощностью до 25 MBт данное требование не распространяется и, следовательно, ЧДА для них не проектируется и не вводится.

В АО «Институт «Энергосетьпроект» разработаны технические решения, обеспечивающие возможности пуска ДА не по частоте, значительные снижения которой в мегаполисах маловероятны, а по напряжению, вероятность чего значительно выше. Указанные режимы, как правило, связаны с перегрузками электросетевых элементов (ЛЭП; силовых трансформаторов) и их отключением устройствами РЗ, что приводит к невозможности выдачи мощности от электростанций в энергосистему и резкому утяжелению процесса аварии. В таких условиях эффективность делительной автоматики по напряжению (ДАН) значительно выше [201]. Необходимость выполнения ДАН в настоящее время не регламентирована НТД, но ее применение оправдано, если:

 результаты расчетов режимов выявят возможные аварии, сопровождающиеся возникновением лавины напряжения;

– объем отключений электроприемников при срабатывании ДАН меньше, чем при такой же аварии, но без применения ДАН; – быстродействие ДАН при таких авариях будет достаточным для сохранения устойчивой работы особо ответственных потребителей в выделяемом на островной режим районе.

Обеспечение необходимого быстродействия ДАН вызывает значительные трудности, так как ДАН должна быть отстроена от кратковременных провалов напряжения при КЗ, НАПВ и др. С другой стороны, лавина напряжения в узлах нагрузки может развиваться достаточно быстро, поэтому для определения оптимальных уставок пусковых органов ДАН и области ее эффективного применения, требуется проведение детального анализа процессов в нагрузках.

С целью ускорения срабатывания ДА при провалах напряжения в случаях близких КЗ в сети внешнего электроснабжения энергорайонов, не допуская при этом срабатываний при КЗ внутри энергорайона, имеются разработки по применению пусковых органов, действующих в случае резкого увеличения суммарного потока реактивной мощности от энергорайона в направлении сети внешнего электроснабжения [202].

Известен способ, предусматривающий определение в нормальном режиме сечений сети для деления, из числа технологически возможных, при возникновении аварийного возмущения. «При этом для деления сети на части большой и малой мощности используют два постоянных сечения. Первое для нормальных режимов с выдачей мощности частью сети малой мощности, второе с потреблением. В нормальном режиме с выдачей мощности частью сети малой мощности один или несколько генераторов загружают до величины выдаваемой мощности по первому сечению. По факту внезапного глубокого снижения напряжения с опережением отключения КЗ отключают выключатели первого сечения и генераторов части сети малой мощности, загруженных до величины выдаваемой мощности по первому сечению. В нормальном режиме потребления мощности частью сети малой мощности, загруженных до величины выдаваемой мощности по первому сечению. В нормальном режиме потребления мощности частью сети малой мощности, загружают ее генераторы до нулевого перетока активной мощности по второму сечению. По факту внезапного глубокого снижения напряжения с опережением отключения КЗ отключают выключатели второго сечения» [203-205].

В целом концепция построения ДА для применения в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ, основывается на возможностях снижения ущербов у потребителей, в случаях возникновения аварий в энергосистеме, ведущих к недопустимому отклонению параметров электрического режима в энергорайоне и, как следствие, нарушению электроснабжения особо ответственных электроприемников [206-208]. Важным фактором, определяющим целесообразность применения ДА, является то, что в нормальном режиме энергорайон может выдавать часть генерируемой мощности в энергосистему и его выделение будет нежелательным или недопустимым по причине нарушения баланса мощности в энергосистеме. Это в свою очередь может усугубить процесс развития аварии в энергосистеме и повлечь за собой бо́льшие последствия от нарушений электроснабжения для всех потребителей. Однако, с другой стороны, чем больше вероятность возникновения таких аварий в энергосистеме, которые могут сделать работу особо ответственных или электроприемников и ГУ объектов РГ невозможной без отделения от сети, тем больше аргументов в пользу применения ДА [209-212].

Это означает, что в условиях электроэнергетики России не следует априори исключать из рассмотрения случаи возможного выделения энергорайонов с объектами РГ в островной режим работы, при этом в технико-экономические расчеты для обоснования применения ДА необходимо включать вероятные ущербы распределительных сетевых компаний, а также потребителей электрической энергии [213-217]. Вопросы идентификации островного режима энергорайона в нормальных и аварийных режимах работы сети, организации РЗА, выбора принципов построения систем управления режимами, а также примеры реализации технических решений подробно рассмотрены в [218-225].

Важно отметить, что промышленные предприятия, в основном строящие в России объекты РГ, выбирают такой режим работы ГУ, при котором во всех нормальных режимах выдачи мощности в энергосистему не происходит, а наоборот энергорайон потребляет ее в недостающих для электроснабжения электроприемников объемах. При этом суммарная мощность ГУ объектов РГ выбирается такой, чтобы ГУ работали, при максимальной и минимальной нагрузке в энергорайоне, в базовом режиме с максимальными КПД, КИУМ и минимальными удельными расходами топлива. Следовательно, суммарная мощность ГУ объектов РГ в промышленных энергорайонах составляет 30–65 % от величины максимальной потребляемой энергорайоном мощности [226].

По данным из открытых источников количество успешных выделений электростанций в мире действием ДА составляет ≤ 25 %, поэтому для обеспечения надежности функционирования ГУ объектов РГ и повышения надежности электроснабжения потребителей необходима разработка новых алгоритмов ДА для энергорайонов, с целью обеспечения их успешных выделений.

Учитывая большое разнообразие возможных схемно-режимных ситуаций в энергорайонах с объектами РГ, необходима разработка нового способа реализации многопараметрической делительной автоматики (МДА) энергорайонов с объектами РГ для их выделения в островной режим, с целью обеспечения надежного функционирования ГУ и предотвращения нарушения электроснабжения максимально возможного количества электроприемников потребителей. Указанная МДА должна предусматривать наличие набора пусковых органов (частота; напряжение; реактивная мощность и ее направление; положение коммутационных аппаратов), действовать как превентивно по параметрам режима, так и в случае непреднамеренного выделения (в результате КЗ; без КЗ), обладать повышенным быстродействием выделения и реализации УВ на отключение нагрузки, иметь блокирующие алгоритмы, обеспечивать надежное выделение энергорайона с дефицитом активной мощности до 60 %.

1.4 Расширение области допустимых режимов ГУ объектов РГ

Широкое применение на объектах РГ в России получили зарубежные ГУ, которые для защиты от резких изменений параметров режима оснащаются устройствами РЗ с заданными параметрами настройки, что вызывают их частые отключения при внешних возмущениях, не представляющих опасность для ГУ [227, 228]. Неселективные отключения ГУ объектов РГ при кратковременных отклонениях напряжения (частоты) часто приводят к нарушениям электроснабжения промышленных производств и набросам нагрузки на электросетевое оборудование (ЛЭП, силовые трансформаторы) прилегающей сети, вызывая его перегрузки [229, 230].

Важно отметить, что уставки устройств РЗ ГУ по снижению напряжения без контроля токов абсолютно не обоснованы, так как опасность термического повреждения обмоток ГУ наступает только в тех случаях, когда кратность и/или длительность аварийных перегрузок по току статора или ротора превышают допустимые значения [231]. Величины токов определяются заводамиизготовителями, с учетом конструктивных особенностей ГУ, и в первую очередь – класса нагревостойкости (температурный индекс) изоляции обмоток, с привязкой к соответствующим значениям температуры, а также системы охлаждения и охлаждающей среды обмоток статора и ротора. В случае превышения тока статора по величине и длительности устройства РЗ действуют на отключение ГУ от сети, а тока ротора – на снижение тока возбуждения (расфорсировка) до величины, исключающей опасный перегрев обмотки ротора [232].

Рассмотрим пример газопоршневой электростанции с ГПУ с агрегатами с

утилизацией тепла мощностью 2430 кВт, находящейся в эксплуатации. В Паспорте ГУ приведены уставки устройств РЗА, действующие на отключение ГУ, если в течение 200 мс во всех трех фазах:

- напряжения выше 110 % или ниже 90 % от номинального;
- частота выше 51,5 Гц или ниже 49 Гц.

Длительность провала напряжения, заданная в размере 200 мс, отвечает требованиям европейский стандартов, где допустимая длительность КЗ составляет не более 150 мс. Характер протекания переходного процесса в значительной мере зависит от состава нагрузки и результирующей устойчивости электродвигателей переменного тока в энергорайоне. Поэтому, фактическая длительность провала напряжения, особенно при трехфазных КЗ, может быть больше, так как напряжение после ликвидации КЗ восстанавливается не сразу. Затормозившиеся в процессе КЗ электродвигатели потребляют повышенные токи, пока не восстановятся нормальные скорости их вращения. Пример увеличения длительности провала напряжения, вызванного КЗ, из-за самозапусков электродвигателей в ближайших узлах нагрузки при сохранении связи с сетью показан на рисунке 1.5: глубокое снижение напряжения во время КЗ – 0,18 с; самозапуск АД длится $\approx 2,5$ с. Напряжение восстановилось до 90 % от $U_{\text{ном}}$ через 0,34 с после начала КЗ, что приведет с отключению ГПУ [233].

Опыт проведения расчетов показывает, что длительность самозапуска электродвигателей в ближайших узлах нагрузки после ликвидации трехфазного КЗ приблизительно равна t_{K3} , если оно короче 0,5–1 с, при большей длительности КЗ самозапуски либо затяжные, либо вообще невозможны [234].



Рисунок 1.5 – Переходный процесс с увеличением длительности провала напряжения, вызванного КЗ, из-за самозапусков АД в ближайших узлах нагрузки

Возмущения в виде больших скачкообразных набросов/сбросов нагрузки,

происходящие без КЗ, также могут вызывать отключения ГПУ, что возможно при включении/отключении мощной нагрузки в островном (автономном) режиме, а также при внезапном отделении энергорайона от энергосистемы. Общая картина ограничений набросов электрической мощности на генератор показана ниже для исходного режима $P_0 = 60$ % от номинальной мощности. Ограничение величины скачкообразного наброса мощности ΔP_0 , обусловленное конструкцией ГПУ, принято в размере 10 % $P_{\text{ном}}$. Поэтому мощность, максимально допустимая после наброса, составляет в данном случае не более 70 %; минимально допустимая мощность P_{min} принята в размере 30 %.

Величины изменений мощности $\pm \Delta P$ в расчетах варьировались, и те значения ΔP , которым соответствует срабатывание какой-либо защиты ГПУ, рассматривались как недопустимые. На рисунке 1.6 ограничение A соответствует условию $P_0 + \Delta P_0 \leq P_{\text{max}}$, B – условию $P_0 + \Delta P_0 \geq P_{\text{min}}$, где $\Delta P_0 < 0$ – сброс нагрузки. Ограничения **1–3** соответствуют срабатываниям устройств РЗ ГПУ: **1** – по U_{min} (при U < 90 %), срабатывание защиты по U_{max} не показано, **2** – по f_{min} (при f < 49 Гц), **3** – по f_{max} (при f > 51,5 Гц). Сохранению ГПУ в работе соответствует область режимов, находящихся между вертикальными линиями **2** и **3**.



Рисунок 1.6 – График допустимых набросов/сбросов мощности ГПУ. По оси ординат q_0 – отношение $Q_{\Gamma y}/Q_{cetu}$ в исходном режиме

На рисунке 1.6 видно, что уставки устройств РЗ ГПУ, обозначенные линиями 2 и 3, избыточны по сравнению фактически имеющими место конструктивными ограничениями A и B. Важно отметить, что избыточность ограничений при сбросах мощности меньше, чем при набросах: интервал в значениях ΔP_0 между ограничениями 3 и B (в зоне сбросов мощности, когда $\Delta P_0 < 0$) больше, чем между ограничениями 2 и A (когда $\Delta P_0 > 0$) [235, 236]. При внезапном отделении энергорайона от энергосистемы, в случае неправильной идентификации режима работы ГПУ (отказ автоматики переключения алгоритмов АРЧВ), ограничения допустимых режимов работы ГПУ будут соответствовать области с белым фоном, между вертикальными линиями 4.

С учетом рассмотренных особенностей функционирования зарубежных ГУ объектов РГ в сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов и в целях повышения надежности электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях требуется разработка нового способа расширения области допустимых режимов ГУ. Для получения указанного результата следует рассмотреть возможность и эффективность применения НЭЭ для предотвращения излишних отключений ГУ при значительных отклонениях параметров режима (частота; напряжение), в том числе при ликвидации внешних КЗ устройствами РЗ (основными; резервными; дальнего резервирования), значительных набросах/сбросах нагрузки.

1.5 Совершенствование алгоритмов устройств сетевой и противоаварийной автоматики

1. В распределительных сетях и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов исторически применяются устройства сетевой (ABP линейный, ABP секционный) и противоаварийной автоматики (АЧР, АОСН, АОПО). При технологическом присоединении ГУ объектов РГ схемно-режимная ситуация в прилегающей сети кардинально меняется. Следовательно, необходимо проводить расчетный анализ корректности выбора алгоритмов работы и параметров настройки находящихся в эксплуатации устройств автоматики. Данные устройства, как правило, не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей и адаптации алгоритмов к условиям текущего режима.

Поддержание номинального значения частоты в ЭЭС осуществляется за счет применения систем автоматического регулирования (САР), непрерывно контролирующих баланс генерируемой и потребляемой активной мощности и реализующих необходимые УВ. В случае аварийных отключений могут возникать общесистемные или локальные дефициты активной мощности. Для предотвращения недопустимого снижения частоты по условиям обеспечения устойчивой работы ГУ и электроприемников потребителей, а также её последующего восстановления применяются устройства АЧР. Действие АЧР должно обеспечивать снижение ущерба от перерыва электроснабжения, а также непрерывность электроснабжения наиболее ответственных потребителей за счет отключения менее ответственных [237].

В соответствии с требованием п.п. 3.3.76, 3.3.79, 3.3.80 [238] автоматическое ограничение снижения частоты должно выполняться с таким расчетом, чтобы при любом возможном дефиците мощности в энергообъединении, энергосистеме, энергоузле, возможность снижения частоты ниже уровня 45 Гц была исключена полностью, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с. Общий объем ОН, реализуемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60 % максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы [239].

В соответствии с п.п. 5.3.4, 5.3.5 [200] уставки по частоте АЧР-1 должны находиться в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц, а специальной очереди АЧР – в диапазоне от 49,0 до 49,2 Гц. Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в диапазоне от 0,15 до 0,3 с и должны исключать действие АЧР-1 (специальной очереди АЧР) при КЗ в электрической сети.

Устройства дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) должны применяться в тех энергосистемах или энергорайонах, где возможны особенно большие местные дефициты мощности, при которых действие устройств АЧР-1 оказывается недостаточно эффективным по значению и скорости разгрузки. Устройства ДАР должны устанавливаться в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с, реализуя УВ на ОН без выдержки времени.

По статистическим данным более 50 раз в год различные энергорайоны, находящиеся в зоне централизованного электроснабжения, выделяются в островной режим работы, что требует проверки правильности и эффективности функционирования устройств АЧР по следующим вопросам:

 объем нагрузки, заведенный под действие устройств АЧР, может быть недостаточен для предотвращения недопустимого снижения частоты и обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей;

 скорость снижения частоты в энергорайонах, учитывая малые значения *Тj* ГУ объектов РГ, увеличивается, поэтому быстродействия традиционных устройств АЧР, как правило, недостаточно, необходимо применение ДАР;

 при возникновении значительного дефицита активной мощности становится вероятным возникновение лавины напряжения, но на функционирование в данных условиях традиционные устройств АЧР не рассчитаны [240-242]. Требуется разработка усовершенствованного алгоритма АЧР, обладающего повышенным быстродействием и позволяющим предотвращать возникновение лавины частоты в островном режиме энергорайона.

2. В промышленных энергорайонах с объектами РГ возможно снижение напряжения до минимально допустимого значения в отдельных узлах нагрузки. Указанные режимы возникают в периоды максимальных нагрузок, а также при выводе в плановое ТОиР ГУ или СКРМ.

Дефицит реактивной мощности в сети внутреннего электроснабжения энергорайона может усугубляться высокой загрузкой ЛЭП, питающих энергорайон, которая приводит к возрастанию величины потерь реактивной мощности и дальнейшему снижению напряжений в узлах нагрузки. В таких схемнорежимных условиях аварийные отключения ГУ объектов РГ, СКРМ или электросетевого оборудования в сети внешнего электроснабжения могут привести к резкому снижению напряжения ниже аварийно допустимых значений с высокой вероятностью развития лавины напряжения [243-244].

Глубокое снижение напряжения в энергорайоне, как правило, приводит к перегрузке ГУ объектов РГ по току ротора с действием устройств РЗ систем возбуждения на ограничение тока ротора до номинального значения. Поэтому, ввод резерва по реактивной мощности ГУ объектов РГ при снижении напряжения в энергорайоне носит кратковременный характер и ограничен, в соответствии с п. 5.1.23 [245], допустимой двукратной перегрузкой по току ротора длительностью не более 20 секунд. Для зарубежных ГУ величины кратности и длительности еще меньше и определяются заводами-изготовителями. Поддержание напряжения устройствами АРВ ГУ эффективно, так как последние являются быстродействующими, что позволяет стабилизировать процесс снижения напряжения на начальном этапе развития аварии, препятствуя глубокому снижению напряжения и предотвращая в течение десятков секунд или минут возникновение лавины напряжения в случае большого дефицита мощности.

В отчете по расследованию аварии [246], произошедшей 25.05.2005 г. в южной части Московской энергосистемы, в качестве одной из причин ее развития указан возникший дефицит реактивной мощности, приведший к снижению напряжений в узлах. В качестве первоочередных мероприятий, направленных на предотвращение подобных аварий, определена необходимость установки АОСН для разгрузки сети при снижении напряжения и перегрузках ЛЭП.

Важно отметить, что с течением времени требования НТД к устройствам АОСН изменялись в сторону их упрощения [200, 238, 247, 248]. Методические

рекомендации по принципам размещения, выбору алгоритмов функционирования и параметров настройки АОСН отсутствуют. Поэтому при проектировании АОСН, для исключения излишних ОН, используют следующие подходы:

 пусковым органом, осуществляющим запуск алгоритма АОСН для формирования УВ на ОН является орган напряжения, фиксирующий величину напряжения прямой последовательности в узле нагрузки;

– пуск АОСН происходит, если величина контролируемого напряжения ниже критической¹ для данной нагрузки (с соответствующим запасом);

- время срабатывания АОСН отстроено от устройств РЗ, АВР и АПВ;

– действие АОСН не происходит при прямых пусках электродвигателей и набросах нагрузки, предусмотренных технологическим процессом.

Однако, режимы со снижением напряжения, особенно в промышленных энергорайонах, имеют свои специфические особенности, которые не учтены в алгоритмах находящихся в эксплуатации традиционных устройств АОСН, что приводит к их замедленному срабатыванию, отключению больших объемов нагрузки, но не предотвращает возникновение лавины напряжения.

Требуется разработка усовершенствованного алгоритма АОСН, обладающего повышенным быстродействием, предусматривающим эффективное использование ресурсов по реактивной мощности энергорайона и энергосистемы, посредством реализации превентивных УВ с целью минимизации объемов ОН.

3. При строительстве кабельных линий (КЛ) напряжения 110 кВ в России и за рубежом широко используют трехфазные группы однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ).

В соответствии с [249], для КЛ 110 кВ и выше длиной не менее 0,5 км, как правило, должны применяться кабели со встроенным оптоволокном для мониторинга температуры нагрева токопроводящей жилы. Отсюда следует, что большинство КЛ 110 кВ должны оснащаться системой мониторинга температуры (СМТ). В [250] отмечается, что кабельные линии 110 кВ могут оснащаться СМТ, но при наличии технико-экономического обоснования.

Важно отметить, что перегрузка КЛ по температуре токопроводящей жилы (ТПЖ) с изоляцией из СПЭ весьма опасна, поскольку перегрев изоляции приводит к ее ускоренному старению. В соответствии с НТД температура ТПЖ КЛ в нормальном режиме не должна быть более 90°С, а при перегрузке – не бо-

¹ Критическое напряжение – это минимальное напряжение, при котором электроприемники могут продолжать выполнение своих функций.

лее 105°С. Суммарная продолжительность работы КЛ в режиме перегрузки – не более 100 ч/год и 1000 ч/срок службы, из чего следует, что фактически перегрузка по температуре для КЛ с изоляцией из СПЭ недопустима.

Температура изоляция КЛ 110 кВ может выйти за предельные значения в следующих случаях, особенно, если они возникают одновременно:

- отключение одной из параллельных цепей КЛ (критерий «N-1»);

 наброс нагрузки при отключении одной или нескольких шунтирующих ЛЭП высших классов напряжения;

- достижение нагрузкой прогнозных значений;

 суточный график нагрузки не имеет резкопеременного характера, а сохраняет заявленный максимум в течение времени суток.

Для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки, КЛ с изоляцией из СПЭ оснащаются устройствами АОПО, контролирующими токи в ТПЖ и формирующими УВ на разгрузку, когда возникает риск повреждения КЛ. Поскольку внешние климатические условия и техническое состояние КЛ в процессе эксплуатации изменяются, то и уставки АОПО необходимо выбирать с учетом указанных обстоятельств, однако фактически это не производится, в связи с объективными техническими сложностями. При этом, реализуемые УВ, такие как секционирование сети, отключение генераторов, отключение нагрузки и отключение перегружающегося элемента, приводят к различным негативным последствиям и ущербам у потребителей.

Однако, перегрузка по току редко представляет опасность для КЛ, поскольку даже значительное увеличение тока в ТПЖ (на несколько часов), с учетом постоянной времени нагрева кабеля, проложенного в грунте, составляет от нескольких часов, до нескольких суток, и не приведет к перегреву изоляции сверх допустимой температуры 90^{0} С.

Требуется разработка усовершенствованного алгоритма АОПО КЛ напряжением 110 кВ с изоляцией из СПЭ, позволяющего осуществлять выбор параметров срабатывания, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности КЛ, с целью минимизации объемов ОН и сокращения ущербов у потребителей.

4. Силовые трансформаторы (СТ) являются важными технологическими элементами ПС и играют важную роль в процессе передачи и преобразования электрической энергии, а также сохранения целостности ЕЭС России. Все СТ имеют свой эксплуатационный ресурс и в случае его превышения, особенно

57

под воздействием неблагоприятных факторов, возможны их тяжелые повреждения с частичным или полным нарушением электроснабжения потребителей.

Важно отметить, что в распределительных сетях растет число СТ, работающих в режиме систематической перегрузки, а расчетные величины аварийной перегрузки достигают 100 % и более [251]. При систематических перегрузках износ изоляции СТ за рассматриваемый период не должен превышать номинального, соответствующего температуре обмоток 98° С, а температура верхних слоев масла не должна превышать 95° С. При аварийных перегрузках температура наиболее нагретой точки (ННТ) в часы максимума нагрузки может превышать 98° С, но не должна быть выше 140° С [252].

Для обеспечения элементной надежности необходимо наличие достоверной информации о техническом состоянии, поэтому, современные СТ оснащаются системами мониторинга и диагностики (СМиД) на заводах-изготовителях, другие – при капитальных ремонтах. СМиД позволяют в режиме on-line проводить контроль основных параметров СТ, в том числе анализ допустимости систематических и аварийных перегрузок и исправности системы охлаждения.

С целью предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки СТ оснащаются устройствами АОПО, которые осуществляют пофазный контроль за токами нагрузки и формируют УВ на разгрузку, когда возникает риск повреждения СТ. Внедрение АОПО позволило снизить количество повреждений СТ, а также уменьшить загрузку оперативно-выездных бригад, на которые возложена обязанность вручную разгружать СТ на ПС 35–110 кВ без постоянного обсуживающего персонала, в условиях отсутствия средств телеуправления присоединениями 6–20 кВ.

В соответствии с «Методическими указаниями по выбору логики действия и уставок срабатывания АОПО» АО «СО ЕЭС», выбор уставок АОПО должен осуществляться на основании информации по длительно допустимой токовой нагрузке (*I*_{длит.доп}), с целью полного использования нагрузочной способности, но с учетом фактического технического состояния СТ. На рисунке 1.7 приведены характеристики терминала АОПО, с помощью которых осуществляется разгрузка СТ при систематических и аварийных перегрузках.

Как правило, устройства АОПО реализуют УВ на ОН (до пяти ступеней) в зависимости от величины тока нагрузки СТ, с возможностью выбора двух групп уставок по току и времени, каждая из которых задается ступенчатыми характеристиками, в соответствии с п. 5.3.15 [245].



Рисунок 1.7 – Характеристики устройства АОПО СТ: систематическая перегрузка от 30 до 100 % (*a*); аварийная перегрузка свыше 100 % (*б*)

Допустимые значения перегрузки СТ приводятся для всех систем охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки, фактического технического состояния конкретного СТ, температуры охлаждающей среды, что может привести к его повреждению [253]. Кроме того, перечисленные факторы оказывают существенное влияние на выбор объемов УВ АОПО, что может приводить к реализации излишних ОН с соответствующими ущербами у потребителей.

Первая характеристика, как правило, настраивается на разгрузку СТ при систематических перегрузках от 30 до 100 %, а вторая – аварийных перегрузках выше 100 % с существенно меньшими выдержками времени ступеней. Разгрузка производится до тех пор, пока ток нагрузки не снизится ниже уставки возврата равной 105 % от $I_{\rm HOM}$ СТ. При снижении тока ниже пускового с помощью математической модели имитируется остывание трансформатора. Имеется возможность превентивно охлаждать СТ перед возникновением систематической перегрузки, что создает условия для минимизации объемов и времени ОН. Алгоритм АОПО предусматривает возврат после срабатывания заданных ступеней, следовательно, реализуемых объемов УВ должно быть достаточно для разгрузки СТ до безопасной величины в любых схемно-режимных условиях.

Для выполнения разгрузки СТ без реализации УВ на ОН целесообразно использование ГУ объектов РГ в алгоритмах устройств АОПО, посредством их автоматического включения и загрузки до необходимых значений.

Учитывая, что техническое состояние СТ в процессе эксплуатации меня-

ется, то и уставки АОПО необходимо выбирать с учетом данного обстоятельства. В указанных условиях требуется разработка усовершенствованного адаптивного алгоритма АОПО СТ, анализ целесообразности интеграции СМиД СТ в АОПО для полного использования перегрузочной способности СТ, а также выбора параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния.

1.6 Адаптация алгоритмов АВР, АРЧВ и АРВ ГУ к особенностям сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов

1. Устройства АВР применяются в сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов для восстановления питания энергопринимающих установок путем автоматического присоединения резервного ввода (источника питания) при обесточении электроустановок потребителя. Устройства АВР могут устанавливаться на СТ, ЛЭП, секционных и шиносоединительных выключателях [238].

Присоединение ГУ объектов РГ приводит к существенному изменению схемно-режимных ситуаций в энергорайоне, оказывая влияние на находящиеся в эксплуатации устройства ABP. В связи с этим необходимо определить, какие изменения в устройствах ABP (алгоритмы работы; параметры настройки) могут потребоваться в связи с интеграцией ГУ в тех узлах энергорайона, где до этого нагрузка была пассивной, т.е. при переходе от схемы на рисунке 1.8a к схеме на рисунке 1.8b.



Рисунок 1.8 – Принципиальные однолинейные схемы сети: без ГУ объекта РГ (а); с ГУ (б)

Решая вопросы совместимости находящихся в эксплуатации устройств АВР и вновь вводимых ГУ объектов РГ необходимо принимать во внимание требования к безотказной работе ГУ/объекта РГ при изменениях параметров режима электрической сети, а также значимости конкретной ГУ/объекта РГ в обеспечении надежности электроснабжения потребителей [254].

Если допустимо временное отключение ГУ/объекта РГ в аварийных режимах работы сети, на время существования таких режимов, до момента их повторного включения, то следует проанализировать два возможных решения:

 не изменяя алгоритм ABP допускать отключения ГУ/объекта РГ при снижении напряжения на выводах или в случае недопустимости применения НАПВ на единственной ЛЭП связи объекта РГ с энергосистемой, одновременно предусматривая средства автоматизации повторного включения ГУ;

– изменить алгоритмы работы и параметры настройки устройств ABP таким образом, чтобы безотказная работа ГУ/объекта РГ обеспечивалась в различных схемно-режимных ситуациях.

Для энергорайонов с особо ответственной нагрузкой временное отключение ГУ/объекта РГ недопустимо, так как приводит к ущербам при нарушении электроснабжения. В указанных условиях требуется разработка усовершенствованных схемных решений по устройствам линейного и секционного ABP, обладающих повышенным быстродействием для снижения длительности перерывов электроснабжения потребителей и предотвращения повреждений ГУ от несинхронных включений.

2. На объектах РГ применяются зарубежные ГУ, которые оснащены системами АРЧВ, соответствующими требованиям зарубежных стандартов, которые и определяют характер протекания переходных процессов в анормальных и аварийных режимах, а также их параметры.

В последние годы неоднократно возникали случаи с отключением ГУ объектов РГ и погашением особо ответственных потребителей непрерывных технологических процессов на промышленных предприятиях, которые были связаны с некорректной работой устройств АРЧВ ГУ объектов РГ. Важно отметить, что указанные аварии инициировались возмущением в сети внешнего электроснабжения энергорайонов, что приводило к некорректной работе АРЧВ, отклонению частоты вращения ГУ за пределы области допустимых значений с последующим их отключением устройствами РЗ или технологической защитой.

В 2005 году была создана Система добровольной сертификации объектов электроэнергетики ЕЭС России (СДС–2005) приказом ОАО «СО ЕЭС» от 07.09.2005 № 178, которая зарегистрирована Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в едином реестре СДС 16.12.2005 за рег. № РОСС RU.3279.04ЕЭ00. Объектом сертификации СДС-2005 являются энергоблоки ТЭС на соответствие требованиям стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» [255]. Учитывая, что ГУ объектов РГ в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты не участвуют, то сертификация их АРЧВ не проводилась.

В 2012 году была создана Система добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС» (СДС «СО ЕЭС») приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475, которая зарегистрирована Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в едином реестре СДС 21.03.2013 за рег. № РОСС RU.31034.04ЕЭ01. Объектами сертификации СДС «СО ЕЭС» является оборудование объектов электроэнергетики, совокупность оборудования объектов электроэнергетики, в т.ч. энергоблок, устройства РЗА, алгоритмы функционирования устройств РЗА. В рамках СДС «СО ЕЭС» принципиально возможно проведение добровольной сертификации АРЧВ ГУ объектов РГ, однако она не проводится по причине отсутствия НТД, на основании которых должны выполняться сертификационные испытания, с учетом особенностей ГУ объектов РГ.

В данных условиях требуется разработка методов адаптации систем АРЧВ ГУ к особенностям отечественных распределительных сетей и сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ.

3. На объектах РГ применяются зарубежные ГУ, которые оснащены системами АРВ, соответствующими требованиям зарубежных стандартов.

В соответствии с п. 3.3.52 [245] в России синхронные машины должны быть оборудованы устройствами АРВ, требования к которым регламентированы в соответствующих стандартах на системы возбуждения [256, 257]. Для генераторов мощностью менее 2,5 МВт, за исключением генераторов электростанций, работающих изолированно или в энергосистеме небольшой мощности, допускается применять только устройства релейной форсировки возбуждения.

Интеграция ГУ объектов РГ, в том числе объектов ВИЭ, в сети приводит к существенному росту количества генераторов, работающих на общую электрическую сеть, что усложняет задачу управления напряжением и потоками реактивной мощности, а также увеличивает ее размерность. При этом, слабо скоординированное управление режимом по напряжению путем «ручной» коррекции уставок АРВ ГУ, коммутаций СКРМ и РПН СТ на основе визуальной оценки ограниченного количества локальных параметров электрического режима крайне неэффективно [258].

Европейский опыт показывает, что требования по предоставлению диапазона реактивной мощности и участию в регулировании напряжения входят в перечень обязательных требований к ГУ объектов РГ при их интеграции в сети, приняты в качестве Регламента Еврокомиссии и могут детализироваться на национальном уровне уполномоченными организациями [259, 260]. В России известны случаи неправильного выбора алгоритмов регулирования и параметров настройки АРВ ГУ объектов РГ, которые приводили к возникновению незатухающих колебаний режимных параметров, инициируемых внешним возмущением (КЗ; наброс нагрузки), которые приводили к отключению электроустановок потребителей, чувствительных к ПКЭ, и самих ГУ [261].

В рамках СДС «СО ЕЭС» закреплено обязательное требование к прохождению сертификации на соответствие требованиям стандарта организации [262] для устройств АРВ вновь вводимых, реконструируемых и модернизируемых ГУ, работающих параллельно с ЕЭС России. Однако, область его действия распространятся на системы возбуждения (СВ) синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также СВ синхронных генераторов меньшей мощности, если в их составе имеется АРВ сильного действия с введенным в работу каналами стабилизации или системным стабилизатором. Последнее означает, что данный стандарт организации не распространяется на ГУ объектов РГ, установленная мощность которых не превышает 25 МВт, а применение системного стабилизатора в АРВ зарубежных ГУ, как правило, не предусматривается. Фактически это означает, что для объектов РГ сохраняется негативная ситуация, при которой возможна эксплуатация АРВ и СВ не соответствующих требованиям национальных стандартов.

Проведенный ОАО «НИИПТ» сравнительный анализ технических требований национальных и зарубежных стандартов на системы возбуждения показал значительные отличия и несоответствие жестким требованиям национальных стандартов, как в части возбудителя, так и в части АРВ, что предопределяет недостаточную эффективность работы СВ [263]. Важно отметить, что ряд зарубежных заводов-изготовителей ГУ использует специальный алгоритм управления работой АРВ ГУ, ориентированный на смягчение воздействия внезапных набросов электрической нагрузки на ГУ, что является нетиповым для России техническим решением и требуется проведение анализа допустимости его применения в энергорайонах с объектами РГ [264].

Отсутствие требований к сертификации АРВ ГУ мощностью менее 60 МВт может привести к существенным негативным последствиям для потребителей, так как массовое развитие РГ происходит именно в промышленных энергорайонах, связанных слабыми внешними связями с энергосистемой, либо работающих изолировано от ЕЭС России.

В указанных условиях требуется разработка методов адаптации систем АРВ ГУ к особенностям отечественных распределительных сетей и сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ.

1.7 Разработка схем выдачи мощности ГУ объектов РГ и построение автоматики управления режимами энергорайонов

В настоящее время отсутствуют утвержденные НТД, регламентирующие требования к разработке схем выдачи мощности (CBM) ГУ объектов РГ, с учетом их особенностей, влияния на режимы работы прилегающей сети и целей их строительства. Поэтому, технологическое присоединение ГУ объектов РГ осуществляется в соответствии с [265] и юридические не отличается от процедуры присоединения обычного потребителя электроэнергии.

В рамках действующего нормативно-правового регулирования электростанции мощностью 25 МВт и более находятся в оперативном управлении АО «СО ЕЭС» и, как правило, функционируют на ОРЭМ. Объекты РГ мощностью от 5 до 25 МВт находятся в оперативном ведении АО «СО ЕЭС» и по выбору их собственников могут осуществлять поставки электроэнергии как на оптовый, так и на розничный рынок. Технологическое присоединение этих электростанций осуществляется на основании исполнения технических условий (ТУ), выдаваемых электросетевой компанией, согласованных с АО «СО ЕЭС», и содержащих, в том числе, требования к техническим характеристикам оборудования объекта РГ. Объекты РГ мощностью < 5 МВт находятся в оперативном ведении электросетевых компаний, присоединяются к сетям без согласования с АО «СО ЕЭС» и поставляют электроэнергию на розничный рынок.

Важно отметить, что предъявляемые к оборудованию объектов РГ требования оказываются либо завышены, что делает проект строительства объекта РГ экономически неэффективным, либо, наоборот, не учитывают особенности их функционирования, что впоследствии приводит к некорректной работе ГУ в составе энергосистемы и/или возникновению аварий на объекте РГ.

В соответствии с действующими НТД к ГУ объектов РГ предъявляется следующие основные технические требования для осуществления параллельной работы с ЕЭС России:

- ГУ должны участвовать в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) [266];

– должна быть обеспечена работа ГУ без отключений в следующих диапазонах частот: 46,0-47,0 Гц ≥ 1 с, 47-48 Гц ≥ 1 мин., 48-49 Гц ≥ 5 мин.;

системы возбуждения ГУ должны соответствовать требованиям [245];

необходимо обеспечить наблюдаемость за режимом работы объекта
 РГ мощностью ≥ 5 МВт [267].

Для разработки CBM объекта РГ необходимо наличие полной информации о технических характеристиках ГУ, которые должны быть получены от заводов-изготовителей. Однако, в настоящее время перечень исходных данных НТД не определен, а предоставляемых данных о ГУ часто недостаточно для проведения всего комплекса расчетов электрических режимов и принятия обоснованных технических решений по интеграции объекта РГ [268].

Кроме того, возникают существенные трудности с получением достоверной информации о параметрах и составе нагрузки в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения, а методики проведения натурных испытаний и измерений, для восполнения недостающей информации, необходимой для разработки CBM, в настоящее время не существует.

В случаях, когда необходимо обеспечить надежное электроснабжение особо ответственных потребителей в островном (автономном) режиме от объектов РГ, необходимо проведение дополнительных расчетов электрических режимов (не типовых для проекта CBM), с целью формирования дополнительных технических требований к ГУ объектов РГ. Однако, методики проведения расчетов режимов в различных схемно-режимных условиях функционирования объектов РГ до настоящего времени не разработано [269, 270].

В условиях массовой интеграции объектов РГ, включая объекты ВИЭ, и микрогенерации, осуществлять управление нормальными и аварийными режимами в сетях низкого и среднего напряжения в ручном режиме, на основе визуальной оценки параметров, не представляется возможным. Кроме того, разработка автоматики управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) должна осуществляться на новых принципах, с учетом особенностей современных ГУ, нагрузки, а также требований к быстродействию реализации отдельных функций [271-274].

При создании АУНиАР необходимо осуществить не простое переложение существующих алгоритмов функционирования устройств автоматики энергосистем на новую элементную базу, а разработать новые алгоритмы управления, учитывающие все особенности энергорайонов с объектами РГ [275].

В сложившихся условиях требуется разработка сводного перечня технических характеристик ГУ, подлежащих получению от заводов-изготовителей, методики проведения натурных испытаний и измерений, методики выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ. Кроме того,

65

требуется разработка АУНиАР энергорайонов с объектами РГ, с усовершенствованными алгоритмами, адаптируемыми к текущим схемно-режимным условиям и особенностям энергорайонов с объектами РГ.

1.8 Выводы по ГЛАВЕ 1

1. Анализ проблемных вопросов интеграции объектов РГ, включая ВИЭ, в распределительные сети и сети внутреннего электроснабжения энергорайонов выявил необходимость принятия мер по поэтапному переходу ЕЭС России к структуре «энергосистемы будущего» посредством реализации пилотных проектов Smart Grids, развития ценозависимого снижения потребления, внедрения систем НЭЭ, создания систем автоматического управления режимами и др.

2. Серьезным вызовом для распределительных сетей низкого напряжения в России в ближайшие годы станет массовое подключение объектов микрогенерации мощностью до 15 кВт включительно, работающих, в том числе, на основе ВИЭ и используемых потребителем для собственного энергоснабжения.

3. Международный опыт в решении всего спектра вопросов от интеграции распределенных энергоресурсов до обеспечения надёжного электроснабжения потребителей от объектов РГ является крайне полезным, однако прямое его использование в условиях ЕЭС России невозможно, учитывая исторические особенности ее построения и применяемые принципы управления режимами.

4. Аварийные процессы в энергорайонах с современными ГУ объектов РГ, особенно при функционировании в островном (автономном) режиме, имеют свои специфические особенности, ярко проявляющиеся при возникновении аварийных дефицитов мощности, которые необходимо учитывать при проектировании противоаварийного управления для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях.

5. Обеспечение правильного функционирования устройств автоматики управления режимами энергорайонов, в условиях увеличения скорости снижения частоты, учитывая малые значения *Tj* ГУ объектов РГ, возможно за счет разработки и применения измерительных органов с повышенным быстродействием при достаточной их точности.

6. В связи с массовым использованием на объектах РГ зарубежных ГУ, а на промышленных предприятиях зарубежных технологических линий, соответствующих требованиям зарубежных стандартов, в отношении допустимых отклонений параметров режима, обеспечить их надежное функционирование в режиме параллельной работы с ЕЭС России в ряде схемно-режимных ситуаций без выделения в островной (автономный) режим не представляется возможным.

7. Реализация превентивного выделения энергорайона, вплоть до момента ликвидации аварии и введения параметров режима в область допустимых значений, позволит обеспечить надежное функционирование ГУ объектов РГ и электроснабжения особо ответственных потребителей, что требует совершенствования принципов построения делительной автоматики.

8. Неселективные отключения ГУ объектов РГ часто приводят к останову промышленных производств, с высокими требованиями к надежности электроснабжения и значительными ущербами от кратковременных нарушений электроснабжения, а также набросам нагрузки на электросетевое оборудование, вызывая его перегрузки. Необходима разработка способа расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ для предотвращения их отключений при внешних возмещениях (КЗ; набросах/сбросах нагрузки).

9. Интеграция ГУ объектов РГ в сети внутреннего электроснабжения энергорайонов приводит к существенному изменению схемно-режимных условий, что может привести к отказам, а также излишним и ложным срабатываниям устройств противоаварийной автоматики. Требуется совершенствование алгоритмов функционирования устройств АЧР и АОСН за счет обеспечения адаптивности к текущим схемно-режимным условиям.

10. Учитывая, что вводимые в эксплуатацию КЛ 110 кВ с изоляцией из СПЭ, как правило, оснащаются системами мониторинга температуры (СМТ), а силовые трансформаторы – системами мониторинга и диагностики (СМиД), следует оценить эффективность интеграции СМТ в АОПО КЛ (СМиД в АОПО СТ) и использования ГУ объектов РГ в реализации алгоритмов АОПО для минимизации объемов ОН за счет полного использования их нагрузочной способности, с учетом фактического технического состояния.

11. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в энергорайонах с объектами РГ при снижении напряжения на рабочем вводе, без его отключения, в результате повреждения на смежной(-ых) ЛЭП, необходимо совершенствование алгоритмов линейного и секционного ABP для обеспечения правильной идентификации режима, быстродействующего срабатывания, предотвращающего повреждение ГУ.

12. Применяемые на зарубежных ГУ объектов РГ системы АРЧВ и АРВ созданы в соответствии с требованиями зарубежных стандартов и не адаптированы к особенностям распределительных сетей и сетей внутреннего электро-

снабжения энергорайонов, что требует разработки технических решений по их адаптации.

13. Для совершенствования методических основ проектирования сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ, с учетом их особенностей, необходима разработка Методики проведения натурных испытаний и измерений и Методики выполнения расчетов электрических режимов.

14. Целесообразно создание АУНиАР для решения задач управления режимами энергорайонов с объектами РГ в сетях низкого и среднего напряжения на принципиально новом научно-технологическом уровне, с использованием отечественных ПАК, реализующих усовершенствованные алгоритмы управления, с протоколом обмена данных по требованиями МЭК 61850.

ГЛАВА 2 Применение статистических методов для определения параметров режима и идентификации режимных областей в энергорайонах с объектами РГ

2.1 Вводная часть

Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ обусловлены малыми значениями механических постоянных инерции ГУ, а также низкой скоростью набора нагрузки ГУ на базе двигателей внутреннего сгорания с турбонаддувом. Указанные обстоятельства приводят к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях, включая набросы/сбросы нагрузки в островном (автономном) режиме работы по причинам, связанным с включением/отключением электроустановок потребителей [276]. Динамическая устойчивость ГТУ со свободной силовой турбиной и ГПУ при многофазных КЗ нормативной длительности не сохраняется, что требует проведения дополнительного анализа возможности и допустимости ресинхронизации ГУ, последствий вторичных нарушений устойчивости ГУ и нагрузки, а также оценки эффективности принятых мер по предотвращению и ликвидации асинхронных режимов (АР) [277, 278]. Параметры переходных процессов в энергорайонах с объектами РГ существенно зависят от параметров нагрузки, становясь общими, вследствие сопоставимых суммарных мощностей генерации и нагрузки и малых взаимных сопротивлений [12, 279, 280].

Следует отметить, что в островном (автономном) режиме работы энергорайонов с объектами РГ наблюдаются значительные отклонения показателей качества электрической энергии в условиях кратковременных колебаний параметров режима в широком динамическом диапазоне. Это обусловлено нелинейной и изменяющейся нагрузкой, применением электротехнического оборудования с элементами силовой электроники, а также стохастической выработкой электроэнергии ГУ на базе возобновляемых источников энергии [281, 282].

В указанных условиях для обеспечения корректной работы цифровых устройств релейной защиты, автоматики энергосистем, телемеханики, синхронизированных векторных измерений и других требуется повышение быстродействия оценки параметров режима при достаточной их точности. Следовательно, значения частоты, напряжения и тока, которые используются в цифровых устройствах, можно рассматривать как случайные величины. Кроме того, в задаче распознавания режимных областей всё большее применение находят так называемые «трёхпозиционные реле», которые используются в различных задачах автоматического управления [283-285]. В частности, известны варианты применения таких реле в системах НЭЭ, электропривода, управления электрическим нагревом воды и других устройствах [286]. Автоматическое управление при этом реализуется на основе дискретных контроллеров, а регуляторы указанного типа называются позиционными. Особенность применения трёхпозиционных реле состоит в наличии зоны нечувствительности («мёртвой зоны»), в пределах которой дискретное переключение управляющих функций не производится. Применение трёхпозиционных реле в задачах АУНиАР энергорайонов с объектами РГ ранее не рассматривалось.

В главе приведены результаты исследования возможностей и преимуществ применения статистических методов в задачах оценки параметров аварийного режима, распознавания нормальных и аварийных режимов, а также идентификации режимных областей. Приведены разработанные схемные решения с анализом характеристик оценки параметров режима для их последующего использования в АУНиАР энергорайонов с объектами РГ.

2.2 Статистические подходы к определению параметров режима

Идентификация режимов работы энергорайонов осуществляется посредством определения (оценивания) величин токов в ветвях и напряжений в узлах сети внешнего и внутреннего электроснабжения. Причем выбранный метод измерения токов и напряжений определяет какой из параметров подлежит оцениванию: амплитуда, частота, фаза и др. Без предварительной оценки параметров сигналов промышленной частоты нельзя задать адекватный алгоритм управления энергорайоном, определить устойчивость системы управления, адаптировать алгоритмы функционирования и параметры настройки устройств РЗ и АУНиАР, а также решить ряд других важных задач.

Для выбора оптимальных УВ и их объемов в аварийном режиме необходимо обеспечить наивысшую технически реализуемую точность оценивания параметров режима (тока; напряжения). Задача оценки параметров сигналов является в общем случае статистической, т.к. оцениванию подлежат неизвестные параметры в условиях значительных отклонений показателей качества электроэнергии от нормируемых значений при воздействии шумов и помех. Отметим, что отношение сигнал/шум часто используется для определения эффективности функционирования устройств РЗ в условиях искажающих факторов [287].

При статистическом подходе к оцениванию параметров сигналов токов и напряжений задача формулируется следующим образом. Пусть в течении некоторого интервала времени наблюдается случайный процесс y(t) = x(t) + n(t), представляющий собой смесь оцениваемого сигнала x(t) и шума n(t). Сигнал промышленной частоты (тока или напряжения) зависит от неизвестных параметров, значения которых не изменяются на интервале наблюдения.

Оптимальное правило оценивания определяется наилучшей решающей функцией Θ , которая определяется методами теории статистических решений. Измеряемый параметр α может принимать непрерывное значение или дискретное множество значений. В результате наблюдения на отрезке [0; T] реализации $y = \{y(t); 0 \le t \le T\}$ случайного процесса y(t) принимается решение $\hat{\alpha} = \Theta(\alpha)$, которое используется в качестве значения параметра α . При реализации процесса измерения в дискретном времени ($y(t_i)=y_i$; $i=1, \ldots, N$; $N = \frac{T}{t_A}$, где t_A – интервал дискретизации) совокупность отсчетов y_i описывается N – мерной плотностью распределения вероятностей $p(\vec{y}/\alpha)$ ($\vec{y} = y_1, \ldots, y_N$).

Для байесовской постановки задачи искажающий помеховый вектор случайных величин ($\vec{n} = n_1, ..., n_N$) определяется отсчетами n_i , плотность распределения вероятностей которых известна. Таким образом, в общей постановке задача оценивания параметров токов и напряжений сводится к оцениванию параметров распределений.

Байесовские оценки. При байесовской постановке задачи принимается, что α случайная величина с известным законом распределения. Введем функцию потерь (риска) $r(\hat{\alpha}, \alpha)$, характеризующую плату за принятие оценки $\hat{\alpha}$ при условии, что истинное значение параметра – α . Критерием качества оценки $\hat{\alpha}$ является средняя стоимость (средний риск) оценки измерения

$$r = \int_{(\hat{\alpha},\alpha)} r(\hat{\alpha},\alpha) p(\hat{\alpha},\alpha) d\hat{\alpha} d\alpha.$$
(2.1)

Оптимизация оценки сводится при этом к обеспечению минимума среднего риска. Для отыскания байесовской оценки необходимо конкретизировать функцию потерь. Как правило, применяют квадратичную функцию потерь

$$r(\hat{\alpha}, \alpha) = (\hat{\alpha} - \alpha)^2, \qquad (2.2)$$

при которой апостериорный риск [288] соответствует значению

$$r_a(\vec{y}, \Theta) = M[\left(\alpha - \Theta(\vec{y})\right)^2 / \vec{y}].$$
(2.3)

Принимая, что условное математическое ожидание суммы равно сумме условных математических ожиданий и в силу свойств

$$M[f(\vec{y})\alpha/\vec{y}] = f(\vec{y})M(\alpha/\vec{y}), \qquad (2.4)$$

$$M[f(\vec{y})/\vec{y}] = f(\vec{y}),$$
 (2.5)

)

где $f(\cdot)$ – любая функция, имеем

$$r_{\rm a}(\vec{y},\theta) = M(\alpha^2/\vec{y}) - 2\theta(\vec{y})M(\alpha/\vec{y}) + \theta^2(\vec{y}).$$
(2.6)

Дополняя выражение до полного квадрата, получим

$$r_{\rm a}(\vec{y},\theta) = [\theta(\vec{y}) - M(\alpha/\vec{y})]^2 + \{M(\alpha^2/\vec{y}) - [M(\alpha/\vec{y})]^2\}.$$
 (2.7)

Отметим, что выражение в фигурных скобках не зависит от оценки $\hat{\alpha}$. При оптимизации воспользуемся лишь первым членом, приравняв его к нулю

$$\hat{\alpha}_{\text{опт}} = \Theta_{\text{опт}}(\vec{y}) = M(\alpha/\vec{y}).$$
(2.8)

Таким образом, байесовская оценка $\hat{\alpha}_{ont}$ при квадратичной функции потерь является апостериорным математическим ожиданием оцениваемого параметра α .

При простой функции потерь

$$r(\hat{\alpha}, \alpha) = r_1 - \delta(\hat{\alpha} - \alpha), \qquad (2.9)$$

где r_1 – константа (плата за риск) $r_1 > 0$, а δ – дельта функция.

Апостериорный риск определяется соотношением

$$M\{[r_1 - \delta(\hat{\alpha} - \alpha)]/\vec{y}\} = \int_{\hat{\alpha}} [r_1 - \delta(\hat{\alpha} - \alpha)]p(\alpha/\vec{y})d\hat{\alpha} = r_1 - p(\alpha/\vec{y}).$$

$$(2.10)$$

В силу постоянства r_1 из выражения (2.10) видно, что $\hat{\alpha}_{0\Pi T}$ является оценкой, минимизирующей апостериорный риск, и, следовательно, максимизирующей апостериорную плотность вероятности $p(\alpha/\vec{y})$. Т.е. байесовская оценка при простой функции потерь оптимальна по критерию максимума апостериорной плотности вероятности. Если максимум достигается во внутренней точке области изменения параметра α и апостериорная плотность $p(\alpha/\vec{y})$ дифференцируема по α , то максимальная апостериорная оценка находится решением уравнения

$$\frac{dp(\alpha/\vec{y})}{d\alpha} = 0. \tag{2.11}$$

Как правило, решают уравнение

$$\frac{d\ln p(\alpha/\vec{y})}{d\alpha} = 0, \qquad (2.12)$$

т.к. $ln p(\alpha/\vec{y})$ достигает максимума при том же значении α , что и $p(\alpha/\vec{y})$.
Оценки максимального правдоподобия. Если оцениваемый параметр α является неслучайной величиной, то для отыскания $\hat{\alpha}$ используют небайесовские методы оценивания. Широкое распространение среди них получил метод максимального правдоподобия (ММП).

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

$$L(\alpha) = p(\vec{y}/\alpha). \tag{2.13}$$

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

$$L(\hat{\alpha}_{\rm M}) = \max_{\alpha} L(\alpha). \tag{2.14}$$

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.

В отличие от байесовской оценки, полученной минимизацией среднего квадрата ошибки, оценка максимального правдоподобия введена эвристически. О качестве такой оценки для анализа параметров режимов энергорайонов нельзя судить, не рассмотрев ряд важных свойств точечных оценок.

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

$$M\Theta(\vec{y}) = \int_{Y} \Theta(\vec{y})p(\vec{y}/\alpha)d\vec{y} = \alpha + \Delta(\alpha), \qquad (2.15)$$

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

Если $\Delta(\alpha) = 0$, т.е. $M\Theta(\vec{y}) = \alpha$, оценка $\Theta(\vec{y})$ называется несмещенной. Из последнего равенства можно получить

$$\int_{Y} \left[\Theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha) \right] p(\vec{y}/\alpha) d\vec{y} = 0.$$
(2.16)

Произведя дифференцирование по а, имеем

$$\int_{Y} \left[\Theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha) \right] \frac{dp(\vec{y}/\alpha)}{d\alpha} d\vec{y}$$

$$= \int_{Y} \left(1 + \Delta'(\alpha) \right) p(\vec{y}/\alpha) d\vec{y} = 1 + \Delta'(\alpha) \,. \tag{2.17}$$

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

Преобразуем последнее равенство с учетом выражения

$$dp(\vec{y}/\alpha)/d\alpha = p(\vec{y}/\alpha)d\ln(p/\alpha)/d\alpha$$
(2.18)

к виду [289]

$$\int_{Y} \left[\Theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha) \right]^{2} p(\vec{y}/\alpha) d\vec{y} \int_{Y} \left[\frac{d \ln p(\vec{y}/\alpha)}{d\alpha} \right]^{2} p(\vec{y}/\alpha) d\vec{y}$$

$$\geq \left[1 + \Delta'(\alpha) \right]^{2}.$$
(2.19)

В этом выражении первый интеграл равен дисперсии оценки $\Theta(\vec{y})$

$$M[\Theta(\vec{y}) - \alpha - \Delta(\alpha)]^2 = M[\Theta(\vec{y}) - M\Theta(\vec{y})]^2 = D\Theta(\vec{y}).$$
(2.20)

Таким образом, справедливо неравенство

$$D\Theta(\vec{y}) \ge \frac{[1 + \Delta'(\alpha)]^2}{M[d \ln p(\vec{y}/\alpha) / d\alpha]^2},$$
(2.21)

соответствующее неравенству Рао-Крамера [288]. Для несмещенной оценки неравенство Рао-Крамера выглядит следующим образом

$$D\Theta(\vec{y}) \ge \frac{1}{M[d\ln p(\vec{y}/\alpha)/d\alpha]^2}.$$
(22)

Последние неравенства (2.21, 2.22) определяют минимально возможные (нижние границы) дисперсий как смещенных, так и несмещенных оценок. Их значения зависят от объема выборки \vec{y} и плотности вероятности $p(\vec{y}/\alpha)$.

Поскольку дисперсия оценки есть мера рассеяния относительно среднего значения, то при измерениях желательно реализовать оценки с минимальными дисперсией и смещением. Очевидно, что наилучшей будет оценка, дисперсия которой равна границе неравенства Рао-Крамера, которую называют наиболее эффективной.

2.3 Потенциальная точность определения (оценки) параметров

Если принято считать $\hat{\alpha} = \Theta(\vec{y})$ оценкой искомого параметра α , то ошибка измерения определяется разностью

$$\Delta \alpha = \Theta(\vec{y}) - \alpha. \tag{2.23}$$

Как ранее упоминалось, наиболее удобной и часто используемой мерой оценивания является среднее значение квадрата ошибки

$$M(\Delta \alpha)^2 = M[\Theta(\vec{y}) - \alpha]^2.$$
(2.24)

Однако математическое ожидание в этом выражении для байесовских и небайесовских оценок вычисляется по-разному.

Байесовский подход предполагает, что α – случайная величина, поэтому усреднение реализуется по \vec{y} и α

$$M[\Theta(\vec{y}) - \alpha]^2 = \iint_{Y\alpha} [[\Theta(\vec{y}) - \alpha]^2 p(\vec{y}/\alpha) p(\alpha) d\vec{y} \, d\alpha, \qquad (2.25)$$

где $p(\alpha)$ – априорная вероятность параметра α .

Можно перейти от ранее рассмотренной меры к величине

$$\sqrt{M\Delta(\alpha)^2} = \sqrt{M[\Theta(\vec{y}) - \alpha]^2},$$
(2.26)

имеющей размерность оцениваемого параметра. При несмещенности $\Theta(\vec{y})$ не случайного параметра α эта мера имеет смысл среднеквадратической ошибки оценивания. При $\Delta(\alpha) \neq 0$ оценка является смещенной, а если смещение известно, то переход к несмещенной оценке реализуется вычитанием $\Theta(\vec{y}) - \Delta$.

Для оптимальной оценки $\Theta(\vec{y})$ величина $\sqrt{M\Delta(\alpha)^2}$ определяет потенциальную точность измерения параметра, то есть наилучший достижимый результат. Так как оптимальность оценки может быть получена по разным критериям, то и потенциальная точность будет разной. Наибольшей потенциальной точностью при байесовском подходе обладает байесовская среднеквадратическая оценка. Среди небайесовских оценок наивысшей потенциальной точностью будет обладать оценка максимального правдоподобия, если существует наиболее эффективная оценка [288, 290].

При выборе метода оценивания параметров режима энергорайонов целесообразно применять следующую стратегию. Если неизвестный параметр аварийного режима можно представить в виде случайной величины с известным распределением вероятностей, то целесообразно использовать байесовские оценки, в частности байесовскую среднеквадратическую оценку, обладающую наибольшей точностью. Если неизвестный параметр режима представляется действительной неслучайной величиной, то целесообразно использовать небайесовские оценки, в частности оценку максимального правдоподобия.

В асимптотике (т.е. при увеличении объема выборки $N \rightarrow \infty$) несущественно какую из рассмотренных оценок применять, так как байесовская и оценка максимального правдоподобия асимптотически эквивалентны. Их совпадение соблюдается условием, когда количество априорной информации об оцениваемом параметре равно нулю.

Будем понимать под потенциальной точностью измерения неслучайного параметра наименьшее значение среднеквадратической ошибки δ_{α} , которое определяется границей неравенства Рао-Крамера

$$\delta_{\alpha}^{2} = \frac{1}{M[d \ln p(\vec{y}/\alpha)/d\alpha]^{2}},$$
(2.27)

$$\delta_{\alpha} = \frac{1}{\sqrt{M[d\ln p(\vec{y}/\alpha)/d\alpha]^2}}.$$
(2.28)

Следует отметить, что практическая оценка точности измерения реализуется путем перехода к выражениям [288]

$$\delta_{\alpha}^{2} = -\frac{1}{M \frac{d^{2}}{d\alpha^{2}} \ln \Lambda(\vec{y}/\alpha) \mid \alpha = \alpha_{0}},$$
(2.29)

$$\delta_{\alpha} = \frac{1}{\sqrt{-M\frac{d^2}{d\alpha^2}\ln\Lambda(\vec{y}/\alpha) \mid \alpha = \alpha_0}},$$
(2.30)

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

2.4 Структурные схемы измерителей параметров аварийного режима на основе метода максимального правдоподобия

Принципы построения структурных схем оптимальных измерителей, вычисляющих оценку максимального правдоподобия $\hat{\alpha}_{M}$, можно реализовать на основе выражения

$$L(\hat{\alpha}_{\rm M}) = \max_{\alpha} L(\alpha). \tag{2.31}$$



Рисунок 2.1 – Структурная схема измерителя

Сигналы тока или напряжения \vec{y} (рисунок 2.1), характеризующие аварийный режим и содержащий помеховые составляющие, поступают на блок формирования функции правдоподобия $L(\alpha)$. Второй блок обеспечивает отыскание максимума $L(\alpha)$ по всей области измерения параметра $\alpha_{min} \dots \alpha_{max}$. При этом на входе схемы обработки имеем значение параметра, при котором функция правдоподобия максимальна.

Для упрощения процесса обработки в технических решениях измерителей [288] применяют переход от функции правдоподобия к логарифму условного

отношения правдоподобия, поскольку уравнение

$$\frac{d\ln\Lambda(\vec{y}/\alpha)}{d\alpha} = 0 \tag{2.32}$$

эквивалентно уравнению максимального правдоподобия. Соответствующий измеритель принимает измененный вид, представленный на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 – Измененная структурная схема измерителя

Технические решения для измерителей, как правило, реализуются в следующей логике. Пусть область значений параметра α представляет собой отрезок прямой с граничными точками α_{min} и α_{max} . Производится разбиение исходного отрезка на несколько меньших отрезков с точками α_i

$$\alpha_{min} = \alpha_1 < \dots < \alpha_m = \alpha_{max}. \tag{2.33}$$

Аппроксимируем условное отношение правдоподобия $\Lambda(\vec{y}/\alpha)$ функции непрерывного параметра α совокупностью условных отношений правдоподобия $\{\Lambda(\vec{y}/\alpha), i = 1, ..., m\}$. Таким образом, переходим к многоканальному измерителю, показанному на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – Структурная схема многоканального измерителя

В каналах измерения, как показано на рисунке 2.3, производится расчет условного отношения правдоподобия для фиксированного значения параметра (α_i) . Выбор максимума соответствует номеру канала с максимальным выходным эффектом, который и формирует оценку максимального правдоподобия.

Вместо условного отношения правдоподобия можно вычислять в каналах измерений логарифм отношения правдоподобия.

При непрерывном значении параметра α схема, представленная на рисунке 2.3 является квазиоптимальной и приближается к оптимальной при аппроксимации условного отношения правдоподобия $\Lambda(\vec{y}/\alpha)$ совокупностью $\{\Lambda(\vec{y}/\alpha_i), i = 1, ..., m\}$. При увеличении *m* точность возрастает и стремится к точности оценки непрерывного параметра.

В многоканальном измерителе число каналов задают, исходя из соотношения с потенциальной точностью и требованиям к ошибкам при последующей обработке информации. Например, при заданной ошибке $\Delta \alpha$ число каналов может быть определено, как

$$m = \frac{\alpha_{max} - \alpha_{min}}{\Delta \alpha}.$$
 (2.34)

В практических задачах число каналов измерителя целесообразно выбирать относительно большим для обеспечения высокой точности за счет взаимного перекрытия их характеристик.

2.5 Примеры оценки параметров аварийного режима на основе метода максимального правдоподобия

Отметим, что точные оценки составляющих комплексного напряжения, частоты и скорости их изменения являются основой для определения видов и объемов УВ устройств ПА (отключение генераторов; отключение нагрузки; управление установками продольной и поперечной компенсации; деление системы на несинхронно работающие части; ввод резерва и др.), реализации устройств РЗ и устройств контроля показателей качества электроэнергии, а также оценки параметров авариного режима в энергорайонах с объектами РГ. Поэтому формирование алгоритмов, позволяющих выполнять одновременное измерение амплитуды напряжения и частоты напряжения в условиях быстро изменяющегося аварийного режима, является актуальной задачей.

В указанных условиях и в соответствии с принципом максимального правдоподобия потребуется организация многоканального по частоте измерителя, в котором наибольшее значение оцениваемой амплитуды напряжения будет соответствовать текущей частоте обрабатываемого сигнала.

Структурная схема устройства оценки параметров может быть выполнена по варианту, представленному на рисунке 2.4. На вход устройства (рисунок 2.4)

поступают дискретные значения напряжения, а выходной эффект заключается в одновременном формировании оценок амплитуды напряжения и его частоты. В схеме (рисунок 2.4) представлена параллельная реализация 9 фильтров, настроенных на частоты в диапазоне от 40 до 60 Гц с шагом 2,5 Гц.



Рисунок 2.4 – Структурная схема устройства оценки параметров режима по методу максимального правдоподобия

Малое число фильтров выбрано исключительно для иллюстративного примера, очевидно, что для более точного определения частоты требуется большее число каналов цифровой обработки сигнала напряжения. Максимальное значение результатов фильтрации (амплитуда напряжения) будет указывать на фильтр, частота которого наиболее близка к ее текущему значению (максимально правдоподобна). Фильтрация в каждом из каналов измерения может быть реализована по любому известному алгоритму, например, ДПФ.

Для исследования применимости статистических методов оценки параметров аварийного режима имитировался изменяющийся синусоидальный сигнал напряжения с амплитудой 100 единиц. Частота варьировалась в пределах от 40 до 60 Гц с шагом один Гц. Производились оценки амплитуды напряжения в условиях изменения частоты. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.1.

Анализ результатов из таблицы 2.1 показывает, что погрешность оценки амплитуды напряжения по методу максимального правдоподобия составляет < 1 % при любом отклонении частоты. Такая высокая точность свойственна даже при малом числе каналов фильтрации.

Важно отметить, что параллельная структура измерителя, обеспечивает

высокую точность оценки амплитуды напряжения даже в условиях быстропротекающих переходных процессов, что актуально для энергорайонов с объектами РГ. Это существенно отличает предлагаемый подход от известных методов адаптации к изменениям частоты [291], в которых требуются дополнительные затраты времени на реализацию специальных алгоритмов адаптации.

Частота	Частота настройки фильтра в схеме измерителя. Гп								
измеряемого сигнала напряжения, Гц	40	42,5	45	47,5	50	52,5	55	57,5	60
40	100	99,68	98,3	95,42	90,79	84,35	76,25	66,82	56,57
41	99,8	100,11	99,46	97,3	93,3	87,33	79,5	70,12	59,68
42	99,25	100,14	100,2	98,79	95,48	90,07	82,62	73,4	62,89
43	98,39	99,77	100,52	99,88	97,31	92,54	85,57	76,63	66,18
44	97,26	99,06	100,45	100,57	98,77	94,72	88,32	79,77	69,51
45	95,94	98,03	100	100,86	99,87	96,58	90,85	82,8	72,83
46	94,47	96,75	99,21	100,78	100,6	98,12	93,11	85,66	76,1
47	92,93	95,26	98,12	100,34	100,96	99,32	95,11	88,33	79,29
48	91,39	93,62	96,77	99,58	100,97	100,17	96,81	90,79	82,36
49	89,92	91,91	95,22	98,53	100,64	100,7	98,2	93	85,27
50	88,58	90,18	93,52	97,22	100	100,89	99,28	94,95	87,99
51	87,42	88,49	91,72	95,71	99,08	100,75	100,04	96,61	90,49
52	86,48	86,92	89,89	94,03	97,91	100,32	100,49	97,98	92,75
53	85,79	85,5	88,08	92,25	96,52	99,61	100,62	99,04	94,73
54	85,34	84,28	86,35	90,41	94,97	98,64	100,45	99,79	96,42
55	85,14	83,27	84,74	88,57	93,28	97,46	100	100,23	97,81
56	85,13	82,49	83,29	86,76	91,52	96,08	99,28	100,36	98,88
57	85,28	81,93	82,02	85,05	89,71	94,55	98,33	100,19	99,64
58	85,52	81,56	80,96	83,45	87,92	92,91	97,17	99,74	100,07
59	85,8	81,34	80,08	82,01	86,17	91,21	95,83	99,03	100,19
60	86,03	81,22	79,39	80,73	84,51	89,47	94,34	98,09	100

Таблица 2.1 – Результаты оценки амплитуды и частоты напряжения по методу максимального правдоподобия

Дополнительно в каждом из каналов измерения для оцениваемых частот (таблица 2.1) целесообразно учесть небольшую смещенность оценок амплитуды напряжения для повышения точности реализации метода максимального правдоподобия, а также полностью исключить систематическую погрешность.

Возможны альтернативные варианты реализаций фильтрации дискретных значений напряжения. Одна из них основана на применении быстрого преобразования Фурье [292] и позволяет существенно сократить вычислительную сложность алгоритма оценки параметров аварийного режима.

Кроме того, ММП исследовался для определения параметров синусои-

дального сигнала напряжения, искаженного высшими гармониками, при отклонении от номинального значения основной частоты. Такой сигнал напряжения характерен для энергорайонов с объектами РГ в переходных процессах и в условиях значительных отклонений показателей качества электроэнергии от нормируемых значений. Параметры имитируемого сигнала напряжения приведены в таблице 2.2.

Амплитуда дискретного сигнала напряжения	100
Частота основной гармоники	56
Амплитуда 2-й гармоники	10,66
Амплитуда 3-й гармоники	3,07
Амплитуда 4-й гармоники	1,57
Амплитуда 5-й гармоники	0,88

Таблица 2.2 – Параметры имитируемого сигнала напряжения

Расчеты амплитуды напряжения выполнялись с использованием ДПФ размерностью N = 80 и N = 8 отсчетов на период промышленной частоты. При реализации ММП применялась схема (рисунок 2.4) с фильтрацией на основе ДПФ в каждом канале. Результаты оценки амплитуды имитируемого сигнала напряжения (таблица 2.2) представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты оценки амплитуды имитируемого сигнала напряжения

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

Анализ данных из таблицы 2.3 показывает, что применение ММП позволяет обеспечить высокую точность оценки амплитуды напряжения и частоты в условиях быстро изменяющегося аварийного режима при существенных отклонениях показателей качества электроэнергии от нормируемых значений.

2.6 Принципы формирования дискриминаторных методов оценки параметров аварийного режима

Из теории вероятностей известно [293], что совокупность случайных величин характеризуется совместной плотностью распределения. Можно ввести доопытную (или априорную плотность распределения $p(\alpha)$, α – конечное число оцениваемых параметров), которая несет информацию относительно α до того, как принята дискретная реализация тока или напряжения \vec{y} . После получения реализации \vec{y} сведения об α безусловно изменятся. Формально они содержатся в послеопытной (апостериорной) плотности распределения $p(\alpha|\vec{y})$. Таким образом, в статистическом смысле в $p(\alpha|\vec{y})$ заключена вся информация об α , которую можно получить в ходе наблюдения реализации \vec{y} .

Для определения послеопытной плотности распределения $p(\alpha | \vec{y})$ в статистике часто используют метод обратной вероятности, базирующийся на формуле Байеса

$$p(\alpha|\vec{y}) \cdot p(\vec{y}) = p(\alpha) \cdot p(\vec{y}|\alpha).$$
(2.35)

Все входящие в это выражение функции – соответствующие условные и безусловные плотности распределения. Для заданного \vec{y} плотность $p(\vec{y})$, входящая в выражение (35), является числом и может рассматриваться как некоторый коэффициент пропорциональности. Тогда выражение (2.35) приведем к следующему виду

$$p(\alpha|\vec{y}) = k \cdot p(\alpha) \cdot p(\vec{y}|\alpha), \qquad (2.36)$$

где k – коэффициент пропорциональности (константа); $p(\alpha)$ – доопытная плотность распределения параметров α ; $p(\vec{y}|\alpha)$ – плотность распределения дискретных значений \vec{y} при фиксированном значении α .

Относительно α зависимость $p(\vec{y}|\alpha)$ не может интерпретироваться как плотность вероятности, так как является обычной функцией. Чтобы подчеркнуть это, ее называют функцией правдоподобия.

Для выражения (36) целесообразно дать следующие пояснения. В доопытной плотности распределения $p(\alpha)$ содержатся сведения об α , которыми располагают до получения реализации \vec{y} . Функция правдоподобия $p(\vec{y}|\alpha)$ несет информацию, содержащуюся в текущем колебании \vec{y} . Послеопытная плотность распределения $p(\alpha|\vec{y})$ включает в себя все, что известно об α в статистическом смысле. В практических задачах [например, 288, 289] при отыскании алгоритмов обработки удобнее использовать не функцию правдоподобия $p(\vec{y}|\alpha)$, а отношение правдоподобия

$$l(\alpha) = p(\vec{y}/\alpha)/p_n(\vec{y}), \qquad (2.37)$$

где $p_n(\vec{y})$ – условная плотность распределения дискретных значений искажающего (помехового) сигнала.

Поскольку обработке подлежит конкретная реализация \vec{y} , то $p_n(\vec{y})$ будет числом (константой), а выражение (2.36) представим в виде

$$p(\alpha | \vec{y}) = k \cdot p(\alpha) \cdot l(\alpha), \qquad (2.38)$$

где *k* – коэффициент пропорциональности.

Из выражения (2.38) следует, что обработка принятого колебания тока (напряжения) должна быть связана с вычислением отношения правдоподобия $l(\alpha)$. При условии, что априорное распределение $p(\alpha)$ достаточно «широкое», то отношение правдоподобия $l(\alpha)$ практически совпадает с послеопытной плотностью вероятности $p(\alpha|\vec{y})$. Вычисление отношения правдоподобия часто связывают с текущим измерением, позволяющим получить оценки параметров $\hat{\alpha}$ и определить ошибки измерения по одной конкретной реализации \vec{y} без учета априорных данных.

Текущие оценки параметров режима (тока; напряжения) находятся по максимуму отношения правдоподобия. В окрестности этого максимума отношение правдоподобия аппроксимируем гауссовым многомерным законом распределения

$$l(\alpha) = m \cdot exp \ [-\frac{1}{2} \cdot (\alpha - \hat{\alpha})^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C}_{y} \cdot (\alpha - \hat{\alpha})], \qquad (2.39)$$

где *m* – постоянный коэффициент, С – матрица точности текущего измерения параметров, элементы которой определяются соотношением [293]

$$C_{y\,i,j} = \left(\frac{\partial^2}{\partial \alpha_i \,\partial \alpha_j}\right) \ln l(\alpha). \tag{2.40}$$

Получим послеопытную плотность вероятности, если $p(\alpha)$ и $l(\alpha)$ допускают аппроксимацию гауссовыми кривыми. При этом обозначим вектор средних значений априорного распределения $\hat{\alpha}_0$, а матрицу точности – C₀. Для отношения правдоподобия введем соответствующие обозначения – $\hat{\alpha}_y$ и C_y. Тогда $p(\alpha|\vec{y})$ будет характеризоваться нормальным распределением, для которого вектор α назовем результирующей оценкой, а С – результирующей матрицей точности.

Логарифмируя (2.38) и учитывая нормальные распределения получим

$$-\frac{1}{2} \cdot (\alpha - \hat{\alpha})^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C} \cdot (\alpha - \hat{\alpha}) = -\frac{1}{2} \cdot (\alpha - \hat{\alpha}_{0})^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C}_{0} \cdot (\alpha - \hat{\alpha}_{0}) - \frac{1}{2} \cdot (\alpha - \hat{\alpha}_{y})^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C}_{y} \cdot (\alpha - \hat{\alpha}_{y}) + const$$
(2.41)

Сократим обе части равенства (2.41) на -1/2 и раскроем скобки слева и справа с группировкой членов, содержащих α во второй и первой степени

$$\alpha^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C} \cdot \alpha - 2 \cdot \alpha^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C} \cdot \hat{\alpha} + \hat{\alpha}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C} \cdot \hat{\alpha} = \alpha^{\mathrm{T}} \cdot (\mathbf{C}_{0} + \mathbf{C}_{\mathrm{y}}) \cdot \alpha - 2 \cdot \alpha^{\mathrm{T}} \cdot (\mathbf{C}_{0} \cdot \hat{\alpha}_{0} + \mathbf{C}_{\mathrm{y}} \cdot \hat{\alpha}_{\mathrm{y}}) + \hat{\alpha}_{0}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C}_{0} \cdot \hat{\alpha}_{0} + \hat{\alpha}_{\mathrm{y}}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{C}_{\mathrm{y}} \cdot \hat{\alpha}_{\mathrm{y}} + const$$

$$(2.42)$$

Отметим, что в выражении (2.42) учтено, что матрицы точности симметричные, поэтому для билинейных форм справедливо равенство $\alpha^{T} \cdot C \cdot \hat{\alpha} = \hat{\alpha}^{T} \cdot C \cdot \alpha$.

Сопоставим квадратичные и линейные формы относительно а и найдем, что

$$\mathbf{C} = \mathbf{C}_0 + \mathbf{C}_y \quad \mathbf{и} \tag{2.43}$$

$$\mathbf{C} \cdot \hat{\boldsymbol{\alpha}} = \mathbf{C}_0 \cdot \hat{\boldsymbol{\alpha}}_0 + \mathbf{C}_y \cdot \hat{\boldsymbol{\alpha}}_y. \tag{2.44}$$

Умножим слева обе части последнего равенства на С⁻¹

$$\hat{\alpha} = \mathbf{C}^{-1} \cdot \mathbf{C}_0 \cdot \hat{\alpha}_0 + \mathbf{C}^{-1} \cdot \mathbf{C}_y \cdot \hat{\alpha}_y.$$
(2.45)

 $\hat{\alpha} = C^{-1} \cdot C_0 \cdot \hat{\alpha}_0 + C^{-1} \cdot C_y \cdot \hat{\alpha}_y.$ Подставляя $C_0 = C - C_y$ из выражения (2.43), окончательно получим [288, 294, 295]

$$\hat{\alpha} = \hat{\alpha}_0 + \mathbf{C}^{-1} \cdot \mathbf{C}_{\mathbf{y}} \cdot (\hat{\alpha}_{\mathbf{y}} - \hat{\alpha}_0).$$
(2.46)

Таким образом, выражения (2.43) и (2.46) позволяют находить характеристики результирующего распределения по известным $p(\alpha)$ и $l(\alpha)$.

Для скалярного параметра эти выражения приобретают вид

$$1/\sigma^{2} = 1/\sigma_{0}^{2} + 1/\sigma_{y}^{2},$$
$$\hat{\alpha} = \hat{\alpha}_{0} + (\hat{\alpha}_{y} - \hat{\alpha}_{0}) \cdot \sigma^{2}/\sigma_{y}^{2},$$

где σ^2 , ${\sigma_0}^2$, ${\sigma_y}^2$ – дисперсии соответствующих одномерных гауссовых распределений в (38).

Устройства дискриминаторов, приведенных на рисунке 2.5, вычисляющих невязку

$$\Delta_2 = \hat{\alpha}_{\rm y} - \hat{\alpha}_0, \tag{2.47}$$

либо пропорциональную ей величину

$$\Delta_1 = C_y \cdot (\hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0) \tag{2.48}$$

называют соответственно дискриминаторами второго и первого рода [288, 289]. Разность $\Delta_2 = \hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0$ (выражение (2.47)) называют также величиной рассогласования или сигналом ошибки.



Рисунок 2.5 – Структурные схемы дискриминаторов первого (а) и второго (б) рода

Для функционирования дискриминаторной схемы необходимо иметь априорное значение параметра α , близкое к истинному значению. Это значение α можно получить, реализуя предварительные оценки параметра ($\hat{\alpha}_0$) с применением последовательных или параллельных измерителей. Причем оценка параметра должна осуществляться в пределах области возможных значений параметра α_{min} ... α_{max} и предполагать при последовательном поиске перестраиваемую схему в пределах заданного диапазона. Отметим, что последовательный поиск требует большее время для оценки параметра, однако он проще с точки зрения технической реализации. Он не может быть рекомендован для измерения параметров токов и напряжений в условиях быстрых переходных процессов в энергорайонах с объектами РГ.

При реализации схемного решения дискриминатора с выходным эффектом, например $\Delta = \hat{\alpha}_y - \hat{\alpha}_0$, а также цепями сглаживания и обратной связью (рисунок 2.6), приходим к схеме следящего измерителя [288, 294], предполагающего подачу управляющего воздействия в виде опорного параметра $\hat{\alpha}_0$.



Рисунок 2.6 – Структурная схема следящего измерителя

Важно отметить, что при отыскании оценки $\hat{\alpha}$ предполагается неизменность параметра на интервале наблюдения (временном «окне» анализа). При не соблюдении этого условия и соответствующем изменении параметра во времени, измеритель (рисунок 2.6) будет следить за изменением параметра и уменьшать ошибку рассогласования Δ . В этом случае изменяется опорное значение $\hat{\alpha}_0$, из которого можно получить требуемую оценку параметра в текущий момент времени. Реализация цепей сглаживания в схемном решении (рисунок 2.6) может быть выполнена на основе различных подходов, описанных в [288]. Целесообразно использование сглаживания с применением процедуры минимизации среднего квадрата ошибки.

Следящие системы измерения реализуются и более строгим методом с учетом полного процесса оптимизации измерения [например, 288]. При этом задается модель случайного изменения параметра, а затем выполняется оптимизационная процедура, в соответствии с теорией оценивания случайных процессов [296]. Однако модельные подходы к оценке параметров режима в энергорайонах с объектами РГ затруднительны по причине множественности и высокой скорости их изменения в условиях быстрых переходных процессов.

2.7 Вариант схемного решения измерителя параметров аварийного режима с применением дискриминаторных методов

Рассмотрим вариант реализации цифрового частотного дискриминатора с амплитудным детектированием для оценки частоты и амплитуды напряжения переходного процесса. Одновременное измерение амплитуды и частоты напряжения в условиях быстрых переходных процессов является актуальной задачей для энергорайонов с объектами РГ. Пример структурной схемы дискриминаторного измерителя частоты и напряжения приведен на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 - Структурная схема дискриминаторного измерителя частоты и напряжения

Такой измеритель предполагает непрерывное оценивание и подстройку частоты напряжения. Постройка частоты реализуется 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, приведенной на рисунке 2.8, отражающей зависимость рассогласования Δ от частоты сигнала напряжения на входе дискриминатора, осуществляя перенос входного дискретного сигнала напряжения $U \cdot exp [2\pi fnt_{\pi} + \varphi(nt_{\pi})]$ на частоту $f_0 = 50$ Гц.

Дополнительно в состав дискриминаторного измерителя (рисунок 2.7) входят: два фильтра, выполненные с использованием ДПФ и отстроенные по частоте от гармоники $f_0 = 50$ Гц на величину соответственно + $\Delta \alpha/2$ и – $\Delta \alpha/2$, где $\Delta \alpha$ – диапазон однозначного измерения частоты (рисунок 2.8); цифровые амплитудные детекторы, выполненные, например, по схеме [294, 297, 298]; устройство вычитания. Совокупность цифровых фильтров с применением ДПФ и цифровых детекторов обеспечивает реализацию амплитудно-частотных характеристик (рисунок 2.8*a*) каналов обработки сигналов, а за счет применения устройства вычитания формируется дискриминаторная характеристика (рисунок 2.8*б*). Отметим, что текущее значение частоты определяется сигналом рассогласования дискриминаторной характеристики (рисунок 2.8) относительно частоты $f_0 = 50$ Гц.

Отдельный канал обработки сигнала на частоте $f_0 = 50$ Гц предназначен для оценки амплитуды напряжения. Важно отметить, что в принципе можно обойтись без такого специально выделенного канала, обеспечивая суммирование сигналов на выходах цифровых фильтров дискриминатора, однако оценка амплитуды напряжения с использованием такого суммирования потребует непрерывной калибровки измерителя при изменениях частоты входного сигнала напряжения.



Рисунок 2.8 – Пояснения к принципу формирования дискриминаторной характеристики

Вместо устройства вычитания, как показано на рисунке 2.7, возможны технические решения дискриминатора на основе отношения амплитуд напряжения на выходе каналов обработки, которые рассматриваются далее.

2.8 Оценка параметров аварийного режима с применением дискриминаторных методов

Пусть окно данных ДПФ на основной частоте содержит $N_0 = 80$ отсчетов сигнала, тогда время дискретизации составит $t_{\pi} = T_0/N_0 = 0,02$ с / 80 = 250 мкс. Выбранное время дискретизации считаем постоянной величиной, определяющей параметры аналого-цифрового преобразования (АЦП). Все остальные параметры цифровых фильтров ДПФ определяются относительно выбранного t_{π} .

При формировании дискриминаторной характеристики важно, чтобы она была линейной в заданном диапазоне частот и симметричной относительно точки, соответствующей основной частоте 50 Гц. В этом случае имеет место линейная зависимость выходного сигнала дискриминатора (Δ) от измеряемой величины (рисунок 2.8).

В общем случае для построения ДПФ фильтра на определенной частоте (*f*') при заданном $t_{\rm d}$ необходимо в качестве длины окна данных (*N*) выбрать ближайшее целое число к расчетному значению $N' = (f_0 / f') \cdot N_0$ [297, 299, 300]. Так, при $f' = 60 \ {\Gamma}$ ц, $N' = (50 / 60) \cdot 80 \approx 67$, при $f' = 40 \ {\Gamma}$ ц, $N' = (50 / 40) \cdot 80 = 100$. Следует отметить, что при заданных параметрах АЦП для ДПФ фильтров разных частот изменяется число коэффициентов в импульсной характеристике, их значение и величина ошибок фильтрации [297-304]. Дополнительно изменяется ширина основного «лепестка» АЧХ ДПФ фильтра (рисунок 2.9), а дискриминаторная характеристика становится как нелинейной, так и несимметричной.



Рисунок 2.9 – АЧХ фильтров Фурье при изменении длины окна данных (N)

Отметим, что фильтрацию на требуемой частоте можно осуществить, взяв за основу ДПФ на $f_0 = 50$ Гц. При этом выполняется предварительное преобразование входного сигнала частоты (f') со «сдвигом» его спектра в частотной области на величину $\Delta f = (f' - f_0)$.

Пусть сигналу x(t) соответствует изображение в частотной области $X(j\omega)$ $\leftrightarrow x(t)$, введем новую переменную $\omega'' = \omega - \Delta \omega$. Используя свойство смещения частотного представления [298, 301], можно записать

$$X''(j\omega'') = X(j\omega - j\Delta\omega) \leftrightarrow \exp(j\Delta\omega \cdot t) \cdot x(t).$$
(2.49)

Запишем функцию свертки сигнала $\exp(j\Delta\omega \cdot t)\cdot x(t)$ с коэффициентами фильтра Фурье на основной частоте в дискретном виде. Также учтем, что $\Delta\omega = 2\pi\cdot\Delta f$, $t = n\cdot t_{\pi} = n\cdot (N_0\cdot f_0)^{-1}$, тогда

$$X_{1}(n) = \sum_{k=0}^{N-1} \left(e^{j \cdot \frac{2 \cdot \pi}{N \cdot f_{0}} (f' - f_{0}) \cdot (n-k)} \cdot x(n-k) \cdot \frac{2}{N} \cdot e^{-j \cdot \frac{2 \cdot \pi}{N} \cdot k} \right).$$
(2.50)

Раскрывая скобки в выражении (2.50), имеем

$$X_{1}(n) = \sum_{k=0}^{N-1} \left(e^{j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot \left(\frac{j'}{f_{0}} - 1\right) \cdot n} \cdot x(n-k) \cdot \frac{2}{N} \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot \left(\frac{j'}{f_{0}} - 1\right) \cdot k} \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot k} \right).$$
(2.51)

Группируя множители под знаком суммы, приходим к соотношению

$$X_{1}(n) = e^{j \cdot \frac{2 \cdot \pi}{N} \cdot (\frac{f'}{f_{0}} - 1) \cdot n} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} (x(n-k) \cdot \frac{2}{N} \cdot e^{-j \cdot \frac{2 \cdot \pi}{N} \cdot \frac{f'}{f_{0}} \cdot k}).$$
(2.52)

Таким образом выходной эффект фильтра, соответствующего (2.52) и частоте *f*', будет определяться новыми коэффициентами импульсной характеристики ($\frac{2}{N} \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot \frac{f'}{f_0} k}$; *k*=0,1, ..., *N*-1), а также экспоненциальным «поворотным» множителем $e^{j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (\frac{f'}{f_0} - 1) \cdot n}$.

Важно отметить, что экспоненциальный «поворотный» множитель $e^{j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (\frac{f'}{f_0} - 1) \cdot n}$ приводит к трансформации временного масштаба окна данных для ДПФ на частоте f'. В тоже время, поскольку модуль $X_1(n)$ в равенстве (2.52) численно равен модулю выражения под знаком групповой суммы и не зависит от «поворотного» множителя, то при определении АЧХ фильтра последний может быть исключен.

Соответственно при ДПФ на разных частотах f' для дискриминаторной схемы «поворотные» множители также могут быть исключены. Такое упрощение приводит к общему выражению ДПФ на частоте $f' = f_0 \cdot h'$ в виде

$$X_{h'}(n) = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} (x(n-k) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot k \cdot h'}), \qquad (2.53)$$

где h' – коэффициент кратности частоты f' по отношению к основной частоте.



Рисунок 2.10 – АЧХ фильтров Фурье при различных значениях коэффициента *h* ' в (2.53)

Таким образом (2.53) имеет вид, соответствующий общему выражению ДПФ, однако коэффициент h' не ограничен целочисленными значениями, в отличие от стандартного ДПФ.

Для частот f' = 60 Гц и f' = 40 Гц значения коэффициентов h' в выражении (2.53) составят соответственно 1,2 и 0,8. Амплитудно-частотные характеристики ДПФ фильтров указанных частот приведены на рисунке 2.10. Анализ

рисунка 2.10 свидетельствует об идентичности частотных характеристик на частотах 40, 50 и 60 Гц.

Можно предложить несколько вариантов формирования дискриминаторной характеристики. Например, разностную характеристику можно получить путем разности продетектированных сигналов на выходах фильтров для разных частот (например, 60 и 40 Гц)

$$H_{\Lambda}(\omega) = H_{60}(\omega) - H_{40}(\omega)$$
. (2.54)

Дискриминаторная характеристика, соответствующая выражению (2.54), приведена на рисунке 2.11. Непосредственно характеристику (рисунок 2.11) использовать в качестве дискриминаторной затруднительно, поскольку при изменении амплитуды входного сигнала напряжения (рисунок 2.7) пропорционально изменяется разность выходных сигналов цифровых фильтров. Таким образом, необходимо нормировать разностную характеристику (рисунок 2.11) в соответствии с амплитудой напряжения. В качестве вариантов возможно нормирование по амплитуде выходного сигнала ДПФ на частоте 50 Гц, или по амплитуде выходного сигнала ДПФ одного из фильтров, используемых для вычисления разности (2.54). В первом случае выражение для определения дискриминаторной характеристики принимает вид (2.55), а сама нормированная характеристика $H_{\Delta,\mu,50}(\omega)$ показана на рисунке 2.11,

$$H_{\Delta,\mu,50}(\omega) = (H_{60}(\omega) - H_{40}(\omega)) / H_{50}(\omega).$$
(2.55)

Заметим, что в рассмотренном варианте (выражение (2.55)) к общей погрешности дискриминаторной схемы добавляется погрешность ДПФ на частоте 50 Гц.



Рисунок 2.11 – Разностная дискриминаторная характеристика

При альтернативном подходе нормирование осуществляется по амплитуде результатов ДПФ одного из фильтров с АЧХ $H_{60}(\omega)$ или $H_{40}(\omega)$. В этом случае дискриминаторная характеристика соответствует отношению частотных характеристик фильтров и определяется равенствами (2.56) и (2.57)

$$H_{\delta.1}(\omega) = (H_{60}(\omega) - H_{40}(\omega)) / H_{40}(\omega) = \frac{H_{60}(\omega)}{H_{40}(\omega)} - 1, \qquad (2.56)$$

$$H_{\delta.2}(\omega) = (H_{40}(\omega) - H_{60}(\omega)) / H_{60}(\omega) = \frac{H_{40}(\omega)}{H_{60}(\omega)} - 1.$$
(2.57)

Дискриминаторные характеристики, соответствующие выражениям (2.56) и (2.57), показаны на рисунке 2.12. Как видно из рисунка 2.12 характеристики $H_{\delta.1}(\omega)$ и $H_{\delta.2}(\omega)$ несимметричны относительно основной частоты. Устранить этот недостаток и добиться симметричности позволяет вычисление разности $H_{\delta.1}(\omega)$ и $H_{\delta.2}(\omega)$ согласно выражению (2.58)



 $H_{\delta}(\omega) = H_{\delta.1}(\omega) - H_{\delta.2}(\omega) = \frac{H_{60}(\omega)}{H_{40}(\omega)} - \frac{H_{40}(\omega)}{H_{60}(\omega)}.$ (2.58)

Рисунок 2.12 – Улучшенная дискриминаторная характеристика

Для улучшенной дискриминаторной характеристики (рисунок 2.12) свойственны симметричность относительно основной частоты, а также линейность в широком диапазоне частот, что особенно важно для решаемой задачи.

В практическом примере конкретизируем техническое исполнение схемного решения (рисунок 2.7). С целью минимизации вычислительных затрат при реализации ДПФ воспользуемся алгоритмом Герцеля [302, 303].

Дискретное *N*-точечное преобразование Фурье сигнала *x*(*n*) запишем в виде функции свертки

$$X_{h}(n) = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} (x(n-k) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot k \cdot h}).$$
(2.59)

Раскроем сумму применительно к выражению (2.59)

$$X_{h}(n) = \frac{2}{N} \cdot (x(n) \cdot e^{0} + x(n-1) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot h} + \dots + x(n-N+1) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (N-1) \cdot h}).$$
(2.60)

Вынесем множитель $e^{-j\cdot\frac{2\pi}{N}h}$ за скобки, а также преобразуем сумму (2.60) к виду

$$X_{h}(n) = \frac{2}{N} \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot h} \cdot (x(n) \cdot e^{j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot h} + x(n-1) \cdot e^{0} + \dots + x(n-N+1) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (N-2) \cdot h} + x(n-N) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (N-1) \cdot h} - x(n-N) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (N-1) \cdot h}).$$
(2.61)

ИЛИ

$$X_{h}(n) = \frac{2}{N} \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot h} \cdot (x(n) \cdot e^{j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot h} - x(n-N) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot (N-1) \cdot h} + \frac{N}{2} \cdot X_{h}(n-1)) =$$

= $\frac{2}{N} \cdot (x(n) - x(n-N) \cdot e^{-j \cdot 2 \cdot \pi \cdot h}) + X_{h}(n-1) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot h}.$ (2.62)

Выражение (2.62) соответствует ДПФ, настроенному на частоту $h \cdot f_0$. При целочисленных h коэффициент $\exp(-j \cdot 2 \cdot \pi \cdot h)$ равен единице, тогда для дискретного фильтра частоты $f_0 = 50$ Гц выражение (2.62) принимает упрощенную форму

$$X_1(n) = \frac{2}{N} \cdot (x(n) - x(n-N)) + X_h(n-1) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N}}$$
(2.63)

При значении коэффициента h = 1,2 дискретный фильтр Фурье соответствует частоте f = 60 Гц, а выражение (2.62) принимает вид

$$X_{1,2}(n) = \frac{2}{N} \cdot (x(n) - x(n-N) \cdot e^{-j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 1.2}) + X_{1,2}(n-1) \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{N} \cdot 1.2}$$
(2.64)

Указанная выше последовательность рассуждений приводит к общей схеме рекурсивной реализации ДПФ, приведенной на рисунке 2.13, где обозначение z^{-1} , z^{-N} соответствует задержке на один и *N* дискретных отсчетов входного сигнала напряжения.



Рисунок 2.13 – Реализация ДПФ с применением алгоритма Герцеля

Отметим, что применение алгоритма Герцеля при реализации ДПФ (рисунок 2.13) существенно сокращает вычислительные затраты, которые практически не зависят от длины «окна данных» сигнала N [302, 303].

Для нормального функционирования дискриминаторной схемы недостаточно только применения требуемых фильтров ДПФ. Поскольку окно данных фильтра рассчитывается, исходя из допущения равенства частоты сигнала частоте $f_0 = 50$ Гц, то при отклонениях частоты сигнала в установившемся режиме от величины (2·(N·t_д)⁻¹ – f') на выходе ДПФ фильтров возникают осцилляции амплитуды выходных сигналов [304].

На рисунке 2.14 показаны изменения *f* тестового сигнала напряжения во времени, при этом амплитуда сигнала была неизменной и составляла 100 В.



Рисунок 2.14 – Влияние частоты сигнала напряжения на искажения амплитуды на выходе ДПФ фильтра

Анализ рисунка 2.14 показывает, что частота колебаний амплитуды сигнала напряжения на выходе ДПФ фильтров пропорциональна частоте входного сигнала. Целесообразно сглаживать значения амплитуды напряжения после реализации ДПФ, выделив постоянную составляющую на выходе фильтра.

Сглаживание выполним путем интегрирования мгновенных значений амплитуды напряжения

$$X_{0,h'}(n) = \frac{1}{N''} \cdot \sum_{k=0}^{N''-1} X_{h'}(n-k), \qquad (2.65)$$

где N'' – длина окна данных фильтра сглаживания, которую целесообразно изменять в зависимости от текущей частоты f'' входного сигнала напряжения в соответствии с равенством

$$N'' = N_0 \cdot \frac{f_0}{f''}.$$
 (2.66)

Для точной оценки амплитуды напряжения $X''_{0,h'}$ следует ввести корректировку сглаженного сигнала на выходе ДПФ фильтра ($X_{0,h'}$). Корректировка осуществляется на основе значений АЧХ фильтра ($H_{h'}(f'')$) и в соответствии с его h' коэффициентом (выражение (2.53))

$$X''_{0,h'}(n) = X_{0,h'}(n) \cdot (H_{h'}(f''))^{-1}.$$
(2.67)

С учетом вышеизложенных особенностей цифровой обработки сигналов структурная схема устройства, реализующего дискриминаторный метод оценки частоты и амплитуды напряжения, принимает вид, представленный на рисунке 2.15. Выражения (2.55) и (2.58) используются для формирования дискриминаторной характеристики устройства. На рисунке 2.15 штриховыми линиями выделены отдельные блоки схемы, пунктирными – альтернативные цепи схемы.

Исследования динамических характеристик методов оценки параметров

режима энергорайонов с объектами РГ проводились применительно к задаче противоаварийного управления. Анализировались переходные процессы при отключении части генераторов в изолированном энергорайоне без КЗ (рисунок 1.1*a*, см. главу 1) и с КЗ в основной сети (рисунок 1.4*6*, см. главу 1).

При этом провал напряжения в течение КЗ приводил к значительным изменениям характера переходного процесса, в зависимости от состава нагрузки и параметров ГУ (использовались разные типы ГУ) [305].

Примеры переходных процессов, характеризующих указанные выше режимы и полученные по результатам имитационного моделирования, приведены на рисунках 1.1*a* и 1.4*б* (см. главу 1).

Проводилось имитационное моделирование, целью которого являлось определение погрешностей оценки параметров напряжения в соответствии со схемой устройства (рисунок 2.15). Моделирование реализовалось в ПК «Mathcad». Для исследований использовался тестовый сигнал напряжения с постоянной амплитудой 100 В, а частота изменялась во времени в соответствии с рисунок 2.14.



Рисунок 2.15 – Структурная схема измерителя частоты и амплитуды сигнала напряжения на основе дискриминаторных методов

На рисунках 2.16–2.20 изображены измеряемые дискриминаторным методом (рисунок 2.15) амплитуда и частота сигнала напряжения, а также ошибки оценки частоты. На рисунках 2.16–2.20 приняты следующие обозначения: $\Delta f''_1(n)$ и $\Delta f''_2(n)$ – погрешности оценки частоты, характерные различным вариантам дискриминаторной характеристики (выражения (2.55) и (2.58) соответ-

ственно); $f''_2(n)$ – расчетная частота при дискриминаторной характеристике (2.58); f(n) – текущее (модельное) значение частоты сигнала напряжения; X''_{50} , X''_{60} , – откорректированные значения амплитуды напряжения на выходах ДПФ фильтров соответствующих частот. Поскольку применение ДПФ фильтров приводит к некоторой задержке требуемого значения амплитуды напряжения, то для оценки погрешности на рисунках совмещены во времени кривые расчетной и текущей частоты.

Анализ рисунков 2.16-2.18 позволяет сделать следующие выводы:

– погрешность оценки частоты при использовании дискриминаторной характеристики (2.55) в целом больше, чем применение ее варианта (2.58). Поэтому для построения измерительных органов устройств ПАУ целесообразно использовать вариант дискриминаторной характеристики по выражению (2.58);

– дискриминаторные методы оценки параметров режима обладают высокими динамическими характеристиками. Так, в установившемся режиме для диапазона 40–60 Гц погрешность измерения частоты сигнала напряжения не превышает 0,1 Гц. При значительных изменениях частоты сигнала напряжения во времени погрешность ее оценки возрастает. В этом случае высокие динамические характеристики дискриминаторых методов сохраняются. При скорости изменения частоты 2,5 Гц (5 %) за 20 мс погрешность не превысила 0,5 Гц;

– погрешность оценки амплитуды напряжения на выходах ДПФ фильтров не превышает 1 %. При измерениях амплитуды напряжения в схеме (рисунок 2.15) целесообразно применение ДПФ фильтрации на частоте 50 Гц в качестве основного канала цифровой обработки сигналов с ошибками ≤ 0,5 %;

 модельные эксперименты показали, что погрешность оценки параметров режима в целом снижается при увеличении частоты дискретизации.



Рисунок 2.16 – Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при $t_{\rm d} = 0,25$ мс



Рисунок 2.17 – Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при $t_{\rm A} = 0,5$ мс



Рисунок 2.18 – Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при $t_{\rm A} = 1$ мс

Были проведены исследования по определению устойчивости дискриминаторных методов к изменениям параметров качества электроэнергии. В имитируемый входной сигнал напряжения добавлялась вторая гармоника и компонента на некратной частоте 170 Гц. Выбирались достаточно жесткие условия для цифровой обработки сигналов при изменениях параметров режима, когда уровень помеховых составляющих достигал 15 % от амплитуды напряжения.

Рисунки 2.19 и 2.20 иллюстрируют результаты указанных имитационных экспериментов. Следует отметить, что даже в таких условиях погрешности оценки частоты и амплитуды сигнала напряжения не превысили 2,5 %.

На рисунках 2.21 и 2.22 приведены зависимости (с разной частотой дискретизации), характеризующие точность измерения частоты напряжения, соответствующие переходному процессу (рисунок 1.1*a*, см. главу 1) при отключении одного ТГ из двух в энергорайоне с объектами РГ.



Рисунок 2.19 – Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при добавлении второй гармоники (*t*_д = 0,5 мс)



Рисунок 2.20 – Иллюстрации к оценке точности измерения частоты и амплитуды напряжения дискриминаторным методом при добавлении некратной гармоники 170 Гц (*t*_д = 0,5 мс)



Рисунок 2.21 – Оценки погрешности и зависимости изменений расчетного и текущего значений частоты напряжения при реализации дискриминаторного метода, *t*_д = 0,25 мс

На рисунках 2.23 и 2.24 приведены зависимости (с разной частотой дискретизации), характеризующие точность измерения частоты напряжения и соответствующие переходному процессу при отключении трех ГПУ из шести при трехфазном КЗ и работе АЧР-1 в энергорайоне (рисунок 1.46, см. главу 1).



Рисунок 2.22 – Оценки погрешности и зависимости изменений расчетного и текущего значений частоты напряжения при реализации дискриминаторного метода, $t_{\rm A} = 0,5$ мс

Сопоставительный анализ, результаты которого приведены на рисунках 2.21–2.24, свидетельствует о высоких динамических характеристиках дискриминаторных методов при оценке параметров режима.

Проведенный анализ осциллограмм напряжения, представленных на рисунках 2.16–2.20 показывает, что колебания амплитуды выходных сигналов ДПФ фильтров (рисунок 2.15) не удается полностью компенсировать. Это объясняется тем, что число выборок, используемых в фильтре сглаживания, конечно и изменяется ступенчато в зависимости от частоты.



Рисунок 2.23 – Оценка погрешности схемы при значительном изменении частоты, t_{a} = 0,25 мс



Рисунок 2.24 – Оценка погрешности схемы при значительном изменении частоты, $t_{\pi} = 0,5$ мс

Аналогичными причинами обусловлено наличие участков «нулевой» погрешности (например, рисунки 2.21–2.22). Причем, при более высокой частоте дискретизации (большем количестве *N* отсчетов на период промышленной частоты) число участков «нулевой» погрешности становится больше, а ошибка в среднем имеет меньшую амплитуду, как показано на рисунке 2.21.

2.9 Статистическая задача последовательного принятия решений при идентификации нормального и аварийного режимов в энергорайонах

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 . Также пусть имеется ряд последовательных измерений параметров, характеризующих одновременно и нормальный и аварийный режим $\{x_1, \ldots, x_m\}$, обозначенный обобщенной переменной x. Стратегия последовательного принятия решения соответствует ряду решающей функции $S = \{S_1, \ldots, S_m\}$, где S_i определяется измерениями $\{x_1, \ldots, x_m\}$, 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 счёт 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» $\hat{H} = \{H_0, H_1, H_H\}$ 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. $\hat{H}_{\rm H}H_1$ принятие решения «не знаю» в условиях аварийного режима;
- 4. $\hat{H}_{\rm H}H_0$ 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.

Возможными показателями эффективности распознавания режимов можно было бы считать вероятности совмещения указанных выше шести событий. При этом любая из вероятностей совмещения событий сводится к произведению условной вероятности решения $P(\hat{H}_l | H_k)$ на вероятность условия $P(H_k)$, $l \in \{0, 1, n\}$; $k \in \{0, 1\}$. То есть

$$P(\widehat{H}_l H_k) = P(\widehat{H}_l | H_k) \cdot P(H_k).$$
(2.68)

Вероятности наличия $P(H_1)$ или отсутствия $P(H_0)$ аварийного режима являются априорными и обычно неизвестны. Условные вероятности решений $P(\hat{H}_l | H_k)$ могут быть оценены на основе имитационного моделирования, экспериментально или расчётными методами [288, 306, 307]. Соответственно, именно они (условные вероятности), а не вероятности совмещения событий, используются в качестве показателей эффективности распознавания режимов.

В ряде задач распознавания режимов вводят более общий показатель, которым является средний риск (математическое ожидание) ошибок распознавания [288, 306-312], представляющий собой усреднённую плату за ошибки принятия решений. Для трёхальтернативного распознавания режимов необходимо учитывать нежелательность принятия решения «не знаю». Таким образом, средний риск определяется

 $\overline{C} = C_{01} P(\widehat{H}_0 H_1) + C_{10} P(\widehat{H}_1 H_0) + C_{H1} P(\widehat{H}_H H_1) + C_{H0} P(\widehat{H}_H H_0).$ (2.69) где C_{01} и C_{10} – стоимости пропуска аварийного режима и ложное принятие решения об аварийном режиме, а C_{H1} и C_{H0} – стоимости незнания при наличии и отсутствии аварийного режима.

Дополнительно отметим, что многоэтапное трёхальтернативное распознавание режимов относится к последовательным процедурам. В таком случае важным показателем последовательного распознавания является среднее число циклов, необходимое для обеспечения заданных показателей качества распознавания режима.

Оптимизация процедуры распознавания режимов при статистической постановке задачи достигается снижением условных вероятностей ошибочных решений, согласно выбранным критериям. Как правило, возможности понизить условные вероятности ошибочных решений отсутствуют, а такие требования являются противоречивыми. Например, всегда можно добиться значения условной вероятности пропуска аварийного режима $P(\hat{H}_0 | H_1) = 0$, считая, что аварийный режим соответствует каждой реализации токов и напряжений. Но, тогда и условная вероятность $P(\hat{H}_1 | H_0)$ ложного принятия решения об аварийном режиме практически равна единице. И наоборот, можно добиться, что условная вероятность ложного принятия решения об аварийном режиме $P(\hat{H}_1 | H_0) = 0$, например, существенно увеличив уставку устройства защиты (автоматики). При этом условная вероятность пропуска аварийного режима $P(\hat{H}_0 \mid H_1)$ возрастает до единицы.

В статистической теории распознавания [288, 306-310] вводят взвешенные критерии, наиболее часто используемым из которых является критерий минимума среднего риска. Применительно к задаче оптимизации трёхальтернативного распознавания режимов выражение для минимизации среднего риска (69) приобретает вид

 $P(\hat{H}_0 \mid H_1) + \eta_0 P(\hat{H}_1 \mid H_0) + \eta_1 P(\hat{H}_H \mid H_1) + \eta_2 P(\hat{H}_H \mid H_0) \to \min. \quad (2.70)$

В выражении (2.70) слагаемые $P(\hat{H}_{\rm H} | H_1)$ и $P(\hat{H}_{\rm H} | H_0)$ представляют собой условные вероятности принятия решения «не знаю» при наличии или отсутствии аварийного режима. Причем до последнего шага последовательной процедуры должны сохраняться условия нормировки

$$P(\hat{H}_{1} \mid H_{1}) + P(\hat{H}_{0} \mid H_{1}) + P(\hat{H}_{H} \mid H_{1}) = 1,$$

$$P(\hat{H}_{1} \mid H_{0}) + P(\hat{H}_{0} \mid H_{0}) + P(\hat{H}_{H} \mid H_{0}) = 1.$$
(2.71)

Весовые коэффициенты, входящие в выражение для минимума среднего риска (70), определяются следующими равенствами

 $\eta_0 = C_{10} P(H_0) / C_{01} P(H_1), \quad \eta_1 = C_{H1} / C_{01}, \quad \eta_2 = C_{H0} P(H_0) / C_{01} P(H_1).$ (2.72)

Считается, что стоимости незнания меньше стоимостей ошибок $C_{H0} < C_{10}$, $C_{H1} < C_{01}$, именно это условие определяет целесообразность перехода к последовательной процедуре принятия решения. Отметим $\eta_2 < \eta_0$, $\eta_1 < 1$, что важно для дальнейших рассуждений.

Полагаем, что плотности вероятности реализаций параметров при условии нормального $p_0(\mathbf{x})$ и аварийного $p_1(\mathbf{x})$ режимов, известны (получены, например, по результатам имитационного моделирования). Определим вначале, неоптимальные в общем случае, решающие функции $\widehat{A}(\mathbf{x})$ и $\widehat{A}_{\mu}(\mathbf{x})$. Тогда оптимизация трёхальтернативного распознавания режимов состоит в выборе наиболее целесообразного правила принятия решений «да», «нет» или «не знаю», согласно весовому критерию (2.70), вытекающему из выражения среднего риска (2.69). При принятых обозначениях условные вероятности, входящие в состав весового критерия соответствуют равенствам

$$P(\widehat{H}_{0} \mid H_{1}) = \int_{(x)} [1 - \widehat{A}_{H}(x)] \cdot [1 - \widehat{A}(x)] \cdot p_{1}(x) dx,$$

$$P(\widehat{H}_{1} \mid H_{0}) = \int_{(x)} [1 - \widehat{A}_{H}(x)] \cdot \widehat{A}(x) \cdot p_{0}(x) dx,$$

$$P(\widehat{H}_{H} \mid H_{1}) = \int_{(x)} \widehat{A}_{H}(x) \cdot p_{1}(x) dx,$$

$$P(\widehat{H}_{\mathrm{H}} \mid H_0) = \int_{(\mathrm{X})} \widehat{A}_{\mathrm{H}}(x) \cdot p_0(x) \, dx.$$

Отметим, что численное значение каждого равенства определяется интегралом от условной плотности вероятности $p_0(x)$ или $p_1(x)$ по определённой области многомерного пространства параметров *x*. Области интегрирования определяются дискретными функционалами $\hat{A}_{\mu}(x)$, $\hat{A}(x)$, принимающими значения $\{0, 1\}$. Областью интегрирования величин $P(\hat{H}_{\mu} | H_1)$ и $P(\hat{H}_{\mu} | H_0)$ является область $\hat{A}_{\mu}(x) = 1$ принятия решения «не знаю». Области интегрирования величин $P(\hat{H}_0 | H_1)$ и $P(\hat{H}_1 | H_0)$ определяются как пересечение областей:

– «знаю» $[1 - \hat{A}_{H}(x)] = 1$, то есть $\hat{A}_{H}(x) = 0$ (и для $P(\hat{H}_{0} \mid H_{1})$, и для $P(\hat{H}_{1} \mid H_{0}));$

- «да» $\widehat{A}(x) = 1$ при вычислении $P(\widehat{H}_1 | H_0)$ и «нет» $[1 - \widehat{A}(x)] = 1$, то есть $\widehat{A}(x) = 0$ при вычислении $P(\widehat{H}_0 | H_1)$.

Подставим входящие в выражение (2.70) величины и добьёмся минимизации равенства

$$\int_{(\mathbf{x})} \quad \mathbf{Q}[\eta(x), \,\widehat{\mathbf{A}}(x), \,\widehat{\mathbf{A}}_{\mathrm{H}}(x)] \cdot p_0(x) \, dx \to \min, \qquad (2.73)$$

где

$$Q[\eta, \widehat{A}, \widehat{A}_{H}] := (1 - \widehat{A}_{H}) \cdot [(1 - \widehat{A})\eta + \widehat{A}\eta_{0}] + \widehat{A}_{H}(\eta_{1}\eta_{0} + \eta_{2})$$
(2.74)

– линейная функция отношения правдоподобия

$$\eta = \eta(\mathbf{x}) = p_1(\mathbf{x}) / p_0(\mathbf{x}). \tag{2.75}$$

Оптимизация решающего правила путём минимизации (2.73) достигается за счёт минимизации (2.74) при каждом фиксированном $\eta(x)$. Для этого достаточно сравнивать значения (2.74) при различных множителях \widehat{A}_{H} и \widehat{A} для каждого η .

При Â_н=0 принятие решения соответствует случаю двухальтернативного распознавания (обнаружения) [288, 306-309]. Тогда

$$\mathbf{Q} = (1 - \widehat{\mathbf{A}})\boldsymbol{\eta} + \widehat{\mathbf{A}}\boldsymbol{\eta}_0, \tag{2.76}$$

а графики возможных значений функции Q [выражение (2.76)] при значениях \widehat{A} = 1 и \widehat{A} = 0 представлены на рисунке 2.25 в зависимости от $\eta = \eta(x)$. Оптимальные (наименьшие) значения функций достигаются: при $\eta(x) < \eta_0$ на прямой \widehat{A} = 0; при $\eta(x) > \eta_0$ на прямой \widehat{A} =1.

Принятие такого правила оптимизации (принятия решения на основе выбора Â) полностью согласуется с теорией обнаружения [288].



Рисунок 2.25 – Выбор наименьших значений линейной функции отношения правдоподобия в случае двухальтернативного распознавания

Аналогичные графические зависимости, представленные на рисунке 2.26, можно построить для функции $Q[\eta, \hat{A}, \hat{A}_{\mu}]$ от η , соответствующей трёхальтернативному процессу распознавания с решениями «да», «нет» и «не знаю».

Важно отметить, что стоимости незнания не должны превышать соответствующих стоимостей пропуска аварийного режима и ложного принятия решения об аварийном режиме, то есть $\eta_2 < \eta_0$, $\eta_1 < 1$. В противном случае введение последовательной процедуры было бы бессмысленным.

Оптимальное решающее правило соответствует минимальным значениям Q и двухуставочному (пороговому) сравнению:

при $\eta(x) \ge b$ принимается $\widehat{A}(x) = 1$;

при $\eta(x) < a$ принимается $\widehat{A}(x) = 0$;

при $a \leq \eta(x) < b$ принимается $\widehat{A}_{H}(x) = 1$,

где $a = \eta_2 / (1 - \eta_1), b = (\eta_0 - \eta_2) / \eta_1$. Таким образом,

если $\eta(x) \ge b$, то принимается решение «да»;

если $\eta(x) < a$, то принимается решение «нет»;

если $a \le \eta(x) < b$, то принимается решение «не знаю» и цикл распознавания повторяется.

Структурная схема устройства распознавания режимов с применением двух уставок представлена на рисунке 2.27. Процесс достижения уставочных значений (*a* и *b*) поясняет рисунок 2.28 (k = 1, 2, ...). При формировании уставок *a* и *b* не обязательно знать стоимостные показатели ошибочных решений и априорные вероятности, входящие в выражения для η_0 , η_1 , η_2 .

103



Рисунок 2.26 – Выбор наименьших значений линейной функции отношения правдоподобия в случае трехальтернативного распознавания



Рисунок 2.27 - Структурная схема устройства распознавания режимов

Уставки при многошаговой последовательной процедуре распознавания режимов можно определить по конечным вероятностям ошибочных решений $P(\hat{H}_0 H_1)$ и $P(\hat{H}_1 H_0)$, когда $\hat{A}_{\rm H} = 0$.



Рисунок 2.28 – Последовательные значения отношения правдоподобия при многошаговой процедуре приятия решения

104

В силу взаимосвязи $\eta(x)$ и *x* от интегрирования по многомерной величине *x* можно перейти к интегрированию по одномерной величине η , полагая p(x) dx= $p(\eta) d\eta$ и, заменяя выбор значений 0 или 1 функции A(*x*) пределами интегрирования по η . Тогда, с учетом выражения (2.75), можно получить:

$$P(\hat{H}_1 \mid H_1) = \int_{(x)} \hat{A}(x) \,\eta(x) \cdot p_0(x) \, dx = \int_b^\infty \eta \, p_0(\eta) \, d\eta, \qquad (2.77)$$

$$P(\hat{H}_1 \mid H_0) = \int_{(x)} \hat{A}(x) \, p_0(x) \, dx = \int_b^\infty p_0(\eta) \, d\eta, \qquad (2.78)$$

$$P(\hat{H}_{H} \mid H_{1}) = \int_{(x)} [1 - \hat{A}(x)] \cdot \eta(x) \cdot p_{0}(x) \, dx = \int_{-\infty}^{b} \eta \, p_{0}(\eta) \, d\eta, \qquad (2.79)$$

$$P(\hat{H}_{\rm H} \mid H_0) = \int_{({\rm x})} [1 - \hat{A}(x)] \cdot p_0(x) \, dx = \int_{-\infty}^a p_0(\eta) \, d\eta.$$
(2.80)

В некоторых случаях вводят модель распознавания с асимптотически бо́льшим числом последовательных шагов. Для этой модели справедливо приближение при достижении верхнего порога $\eta \approx b$, а при достижении нижнего порога $\eta \approx a$, но также справедливы выражения, характерные для последовательной процедуры, введённой Вальдом [306]

$$\begin{split} P(\widehat{H}_1 \mid H_1) &\approx b \ P(\widehat{H}_1 \mid H_0) \text{ и } P(\widehat{H}_{\text{H}} \mid H_1) \approx a \ P(\widehat{H}_{\text{H}} \mid H_0), \\ \text{или } b &\approx P(\widehat{H}_1 \mid H_1) \ / \ P(\widehat{H}_1 \mid H_0) \text{ и } a \approx P(\widehat{H}_{\text{H}} \mid H_1) \ / \ P(\widehat{H}_{\text{H}} \mid H_0). \end{split}$$

Важно отметить, что как и при двухальтернативном распознавании режимов сравнение можно проводить для произвольной монотонно возрастающей (убывающей) функции $\mu(\eta)$ отношения правдоподобия. Величина $\mu(\eta)$ сравнивается в этом случае с уставками

 $\mu(a) = \mu \left(P(\hat{H}_{H} \mid H_{1}) / P(\hat{H}_{H} \mid H_{0}) \right) \bowtie \mu(b) = \mu \left(P(\hat{H}_{1} \mid H_{1}) / P(\hat{H}_{1} \mid H_{0}) \right).$

Последовательная теория принятия решений была разработана Вальдом [306], который доказал, что решение задачи оптимизации достигается методом последовательной проверки по отношению вероятностей (SPRT).

2.10 Реализация алгоритма АЧР на основе процедуры последовательного анализа

Проводится распознавание режима функционирования энергорайона с объектами РГ в островном режиме работы. В указанных условиях при снижении частоты в переходных процессах вследствие несинусоидальности токов и напряжений возникают большие ошибки оценки их параметров. Погрешности при оценке частоты в измерительных органах могут привести к некорректному срабатыванию устройств АЧР и последующему излишнему отключению электроприёмников потребителей.

В этих условиях актуальна разработка быстродействующего алгоритма AЧP, способного с минимальными ошибками принимать решения о необходимости аварийного OH в условиях значительных погрешностей оценки частоты. Алгоритм принятия решения AЧP реализуем на основе трёхпозиционного реле с применением процедуры последовательного анализа Вальда.

Рассмотрим упрощённый вариант решения задачи распознавания. Последовательную проверку гипотез относительно режима энергорайона выполним следующим образом. Для каждого измеренного значения частоты принимается одна из трёх гипотез:

1. H_0 – частота энергорайона соответствует нормальному режиму;

2. H_1 – частота энергорайона соответствует аварийному режиму;

3. *H*_н – не удаётся однозначно определить принадлежность частоты к аварийному или нормальному режиму, измерения частоты продолжаются и проводится дополнительное распознавание на основе этих измерений.

Проверка гипотез производится последовательно. По результатам первого наблюдения принимается одно из трёх решений, указанных выше. Если принимается первое или второе решение – проверка завершается. Эксперимент продолжается в случае, если принимается третье решение. Далее, на основании двух полученных наблюдений, аналогичным образом принимается одно из трёх решений. Если снова принимается третье решение – проверка продолжается.

Для функционирования алгоритма реализуется предварительное имитационное моделирование с измерениями частоты в нормальном и аварийном режимах. По результатам моделирования на основе модельных экспериментов формируются соответствующие статистические распределения частоты (рисунок 2.29). Рассмотрим пример (рисунок 2.29), где красная кривая на графике характеризует распределение частоты для нормального режима (гипотеза H_0), синяя – для аварийного (гипотеза H_1).

Для примера, приведённого на рисунке 2.29, выберем, что математическое ожидание частоты в нормальном режиме составляет $m_{f0} = 50$ Гц, а в аварийном режиме соответственно $m_{f1} = 48,5$ Гц. Принято, что распределения частоты на рисунке 2.29 подчиняются закону Гаусса со среднеквадратическими отклонениями σ_{f0} и σ_{f1} . Численные значения σ_{f0} и σ_{f1} определяются по данным имитационного моделирования.



Рисунок 2.29 – Статистические распределения частоты для нормального и аварийного режимов

При получении первого значения частоты вычисляется отношение правдоподобия

$$\eta(x_1) = p(x_1|m_{f1},\sigma_{f1}) / p(x_1|m_{f0},\sigma_{f0}) = \exp\left[-(x_1 - m_{f1})^2 / 2\sigma_{f1}^2\right] / \exp\left[-(x_1 - m_{f0})^2 / 2\sigma_{f0}^2\right]$$

= exp {1/2 [-(x_1 - m_{f1})^2 / \sigma_{f1}^2 + (x_1 - m_{f0})^2 / \sigma_{f0}^2]}. (2.81)

При к измерениях частоты отношение правдоподобия принимает вид

$$\Pi_{i=1}^{k} \quad \eta(x_{i}) = [p(x_{1}|m_{f1},\sigma_{f1}) \dots p(x_{k}|m_{f1},\sigma_{f1})] / [p(x_{1}|m_{f0},\sigma_{f0}) \dots p(x_{k}|m_{f0},\sigma_{f0})] =$$
$$\Pi_{i=1}^{k} \quad \exp \{ \frac{1}{2} [-(x_{i} - m_{f1})^{2} / \sigma_{f1}^{2} + (x_{i} - m_{f0})^{2} / \sigma_{f0}^{2}] \}.$$
(2.82)

Поскольку требуемое количество измерений частоты зависит от характера протекания переходного процесса и соответствующих погрешностей оценок параметров, то это количество в общем случае является случайной величиной. Распознавание режима осуществляется по отношению правдоподобия с принятием следующих гипотез:

$$H_1$$
, если $\prod_{i=1}^k \eta(x_i) > b$;
 H_0 , если $\prod_{i=1}^k \eta(x_i) \le a$;
 H_{H} , если $a \le \prod_{i=1}^k \eta(x_i) < b$

Для задания уставочных значений *a* и *b* при проведении последовательного анализа определим ошибки первого α и второго β рода. Здесь α – вероятность ошибочного выбора гипотезы H_0 , а β – вероятность ошибочного выбора гипотезы H_1 . Уставочные значения *a* и *b* для выбора гипотез вычисляются следующим образом

$$a = \alpha / (1 - \beta); \ b = (1 - \alpha) / \beta.$$
 (2.83)

Примем значения ошибок первого и второго рода равными $\alpha = 0,01; \beta = 0,03.$

Тогда уставки а и b имеют следующие значения

a = 0.01 / (1 - 0.03) = 0.01;

b = (1 - 0,01) / 0,03 = 33.

Пусть имеется ряд последовательных измерений частоты, соответствующих моделируемой схемно-режимной ситуации: $x_1 = 48,9$ Гц; $x_2 = 48,8$ Гц; $x_3 = 48,5$ Гц; $x_4 = 48,5$ Гц.

По указанным последовательным отсчётам принимается решение о существовании нормального или аварийного режима.

Рассчитаем отношение правдоподобия для первого значения $x_1 = 48,9$ Гц частоты согласно (81, 82)

$$\eta(x_1) = 1,374; \quad \prod_{i=1}^1 \quad \eta(x_i) = 1,374.$$

Поскольку отношение правдоподобия находится в зоне неопределённости $a = 0.01 < \eta(x_1) = 1.374 < b = 33$,

принимается гипотеза *H*_н и продолжаются наблюдения.

Для второго значения частоты $x_2 = 48,8$ Гц имеем

 $\eta(x_2) = 1,789; \quad \prod_{i=1}^2 \quad \eta(x_i) = 2,458.$

Однако и для второго последовательного измерения отношение правдоподобия находится в зоне неопределённости

 $a = 0,01 < \prod_{i=1}^{2} \quad \eta(x_i) = 2,458 < b = 33,$

поэтому для реализации последовательной процедуры Вальда требуются дальнейшие наблюдения.

Расчёты для третьего значения частоты $x_3 = 48,5$ Гц приводят к равенствам

$$\eta(x_3) = 4,098; \quad \prod_{i=1}^3 \quad \eta(x_i) = 10,074.$$

Полученные результаты также приводят к необходимости дальнейших вычислений, так как

 $a = 0,01 < \prod_{i=1}^{3} \quad \eta(x_i) = 10,074 < b = 33.$

Окончательное решение формируется на четвёртом шаге, соответствующем измерению частоты $x_4 = 48,5$ Гц

$$\eta(x_4) = 4,098; \quad \prod_{i=1}^4 \quad \eta(x_i) = 41,267;$$

 $a = 0,01 < \prod_{i=1}^4 \quad \eta(x_i) = 41,267 > b = 33.$

Поскольку результат произведения отношений правдоподобия превышает уставку срабатывания $\prod_{i=1}^{4} \eta(x_i) = 41,267 > b = 33$ принимается решение об
аварийном режиме в энергорайоне.

Процесс последовательного принятия решения методом последовательной проверки по отношению вероятностей Вальда иллюстрирует рисунок 2.30.



Рисунок 2.30 – График этапов процедуры последовательного принятия решения Вальда применительно к алгоритму АЧР

Анализ рисунка 2.30 показывает, что для принятия решения потребовалось четыре измерения частоты сигнала напряжения и соответственно четыре расчётных отношения правдоподобия.

Следует отметить, что для реализации алгоритма АЧР по предложенному варианту требуются лишь данные имитационного моделирования, выраженные в статистических распределениях частоты для нормальных и аварийных режимов, а также ее текущие последовательные измерения.

В практике управления режимами энергорайонов с объектами РГ целесообразно введение нескольких очередей АЧР с заданными уставочными значениями по частоте. Причём, каждой очереди соответствует своё нормальное распределение с математическим ожиданием равным уставке очереди по частоте и дисперсией, рассчитанной при имитационном моделировании. Для нормального режима тоже характерно Гауссово распределение значений частоты с математическим ожиданием 50 Гц. Предполагается, что устройство распознавания режимов имеет многоканальную структуру, соответствующую очередям АЧР и параметрам нормального режима. В каждом из каналов реализуется независимая процедура последовательного принятия решения по методу Вальда.

Для обеспечения высокого быстродействия (0,02-0,035 с) при реализации

многоканальной схемы принятия решения целесообразно оценку частоты производить на основе многоканальной фильтрации, например, по методу максимального правдоподобия или дискриминаторному методу [288]. Таким образом, при поступлении каждого отсчёта напряжения на вход многоканальной схемы устройства АЧР запускается несколько параллельных вычислений, причём каждый новый отсчёт уточняет предыдущее значение.

Некоторая задержка в принятии решения (до 2 мс), согласно процедуры последовательного анализа Вальда, практически не влияет на быстродействие устройств ПАУ при высокой частоте дискретизации сигналов токов и напряжений и в общем случае определяется заданными ошибками первого α и второго β рода. Например, при частотах дискретизации, соответствующих стандарту МЭК 61850, эта задержка, как правило, не превышает 1 мс. Дополнительно сократить время принятия решения позволяет введение алгоритмов усечения.

2.11 Усечение процедуры последовательного анализа

Известно [288, 311], что процедура последовательного анализа с вероятностью единица заканчивается на конечном промежутке времени. Для устройств РЗ и ПА этот временной интервал имеет жёсткие ограничения и, с учётом частоты дискретизации, не должен превышать некоторое определённое число шагов k_0 . Для этого вводится специальная процедура усечения, согласно которой при достижении $k = k_0$ вводятся новые правила принятия решения.

Предложенный Вальдом [306] простой и разумный вариант, когда при *k* = *k*₀ принимается:

- гипотеза H_0 , если $b < \prod_{i=1}^{k_0} \quad \eta(x_i) \le 1;$
- гипотеза H_1 , если $1 < \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) \le a$.

Такое усечение будет изменять ошибки первого и второго рода на последнем k_0 шаге наблюдения. Очевидно, что чем больше значение k_0 , тем меньше влияния усечения на величину ошибок первого (пропуска аварийного режима) α и второго (ложное принятие решения об аварийном режиме) β рода. Обозначим $\alpha(k_0)$ и $\beta(k_0)$ результирующие ошибки на шаге $k = k_0$ усечения. Получим верхние границы значений для $\alpha(k_0)$ и $\beta(k_0)$.

Для формирования верхней границы $\alpha(k_0)$ исследуем случай, когда усечение приводит к отклонению H_0 , в то время как для неусеченного процесса H_0 принимается. Пусть $p_0(k_0)$ – вероятность получения выборки при H_0 такой, которая при усечённом процессе приводит к отклонению H_0 , тогда как неусечён-

ный анализ обеспечивает принятие Н₀. При этом имеет место неравенство

$$\alpha(k_0) \leq \alpha + p_0(k_0).$$

Символ неравенства справедлив, поскольку вероятны выборки, для которых усечённый процесс приводит к принятию H_0 , а неусечённый процесс к отклонению H_0 . Таким образом, для формирования верхней границы оценки $\alpha(k_0)$ необходимо получить верхнюю границу для $p_0(k_0)$. Исходя из определения $p_0(k_0)$, при последовательных наблюдениях соблюдаются условия:

1.
$$b \leq \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) < a$$
 для $k = 1, 2, ..., k_0 - 1;$

2.
$$1 < \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) \le a$$

3. Если процесс продолжается после k_0 испытаний, то он заканчивается принятием H_0 .

Обозначим через $\hat{p}_0(k_0)$ вероятность того, что при H_0 будет выполняться условие 2

$$\hat{p}_0(k_0) = \mathbf{P}_0 \ (1 < \prod_{i=1}^{k_0} \quad \eta(x_i) \le a).$$

Так как вероятность выполнения условия 2 не может быть меньше вероятности одновременного выполнения всех трёх условий, то

$$\hat{p}_0(k_0) \ge p_0(k_0),$$

следовательно

$$\alpha(k_0) \le \alpha + \hat{p}_0(k_0).$$
 (2.84)

То есть $\alpha + \hat{p}_0(k_0)$ является верхней границей для ошибки $\alpha(k_0)$.

Проводя аналогичные рассуждения можно получить верхнюю границу для $\beta(k_0)$, которая будет определяться выражением

$$\beta(k_0) \le \beta + \hat{p}_1(k_0), \tag{2.85}$$

где $\hat{p}_1(k_0) = \mathbf{P}_1 \ (b \leq \prod_{i=1}^{k_0} \eta(x_i) < 1).$

Таким образом, выражения (2.84), (2.85) позволяют оценить верхние вероятностные границы для реализации процедуры усечения. Следует отметить, что рассмотренный вариант усечения не является единственным. Возможно введение адаптивных уставочных значений на каждом шаге последовательного анализа [например, 313], а также алгоритмов усечения (например, Г. Лордена [314], С. Айвазяна [315] и др.), основанных на использовании иных мотивационных принципов.

Более подробно принципы построения измерительных органов АУНиАР энергорайонов с объектами РГ рассмотрены в [316-318].

2.12 Выводы по ГЛАВЕ 2

1. Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ проявляются в виде значительных отклонений режимных параметров (частота; напряжение; ток) при внешних возмущениях, включая набросы и сбросы нагрузки в островном (автономном) режиме работы по причинам, связанным с включением/отключением электроустановок потребителей.

2. Обосновано, что в условиях быстрых электромеханических переходных процессов следует переходить от измерений режимных параметров к их оценке, с сохранением точности и более высоким быстродействием, что необходимо для выбора и реализации оптимального состава и объемов УВ, позволяющих предотвратить отключения ГУ на объектах РГ и электроустановок потребителей устройствами РЗ, технологической защиты и автоматики.

3. Использование разработанного метода максимального правдоподобия для оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами РГ не требует точной информации относительно измеряемых величин и предполагает применения многоканальных устройств измерения с целью повышения быстродействия по сравнению с методами адаптации.

4. Предложен алгоритм функционирования многоканального устройства измерения с цифровой обработкой сигнала, обеспечивающий одновременную оценку нескольких параметров напряжения и обладающий высокой точностью в условиях изменения частоты и отклонения показателей качества электроэнергии от нормируемых значений. Результаты расчетов и имитационного моделирования свидетельствуют о существенном (до 4 раз) снижении погрешности измерений по сравнению с применяемыми алгоритмами на основе ДПФ.

5. Обоснована целесообразность применения для оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами РГ дискриминаторных методов, обладающих высокими динамическими характеристиками. Цифровая обработка сигналов при реализации дискриминаторных методов оценки параметров напряжения имеет существенные особенности, которые необходимо учитывать при построении измерительных органов устройств автоматики управления нормальными и аварийными режимами.

6. Дискриминаторные методы оценки параметров режима и предложенные алгоритмы цифровой обработки сигналов, реализованные в разработанной структурной схеме измерителя частоты и амплитуды сигнала напряжения, могут использоваться и устройствах, где требуется обеспечение динамической устойчивости измерительных органов, в частности, в РЗ, автоматики энергосистем, телемеханики, синхронизированных векторных измерений и др.

7. В каждой конкретной схемно-режимной ситуации в энергорайоне АУНиАР должна осуществлять адаптивный выбор оптимального состава, объемов и мест реализации УВ, который в значительной степени зависит от правильной идентификации режимной области. Обоснована целесообразность применения последовательного критерия отношения вероятностей Вальда для целей распознавания режимов и идентификации режимной области.

8. Показаны преимущества применения последовательного анализа в островном (автономном) режиме работы энергорайона с объектами РГ в условиях снижения частоты, переходных процессов, несинусоидальности токов и напряжений, способствующих большим ошибкам оценки их параметров.

9. Наличие зоны неопределённости трёхпозиционных реле, реализованных на основе последовательной процедуры Вальда, может приводить к затягиванию процесса принятия решения. Для обеспечения высокого гарантированного быстродействия устройств АУНиАР целесообразно введение алгоритмов усечения последовательного анализа при распознавании режимов. Однако при частотах дискретизации сигналов токов и напряжений, например, соответствующих стандарту МЭК 61850, эта задержка не превышает 1 мс.

10. Результаты моделирования алгоритма АЧР на основе применения последовательной процедуры Вальда доказывают правильное принятие решения в условиях неоднозначных измерений частоты и наличия искажающих факторов, что позволяет сделать вывод об устойчивом функционировании алгоритма в условиях сложных переходных процессов.

11. Разработанные новые методы оценки параметров режима пусковыми органами АУНиАР позволяют обеспечить быстродействие (до 0,02–0,035 с) и надежность срабатывания в условиях быстрых переходных процессов с флуктуациями на основе методов максимального правдоподобия и дискриминаторного, при снижении погрешности измерений по сравнению с алгоритмами на основе ДПФ (до 4 раз) и обеспечении точности результатов оценки $\leq 1 \%$.

12. Предложен новый метод последовательного принятия решений логическим блоком АУНиАР, основанный на применении последовательного метода с процедурой Вальда, позволяющий повысить быстродействие (0,02–0,035 с) при задержке 2 мс и точность идентификации режимной области для оптимального выбора видов, объемов и мест реализации УВ.

ГЛАВА 3 Режимные особенности и способ реализации многопараметрической делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ

3.1 Вводная часть

Повышение надежности электроснабжения электроприемников потребителей в энергорайонах, имеющих в своем составе объект(-ы) РГ, возможно за счет выделения энергорайона многопараметрической делительной автоматикой (МДА) в островной режим работы в случаях возникновения аварий в энергосистеме. Аварии приводят к недопустимому отклонению режимных параметров, которые могут вызвать отключение ГУ на объектах РГ и/или привести к нарушению электроснабжения особо ответственных электроприемников [319, 320].

Первым фактором, обосновывающим целесообразность применения МДА в указанных энергорайонах, является то, что предприятия, вводящие в эксплуатацию собственные объекты РГ, выбирают, в подавляющем большинстве случаев, такой режим их работы, в котором во всех нормальных (максимальном; минимальном) режимах электропотребления выдачи электроэнергии в энергосистему не происходит. Энергорайон в этом случае потребляет из энергосистемы электроэнергию в недостающем объеме, с учетом суточного графика нагрузки, а ГУ объекта(-ов) РГ, как правило, работают с базовой нагрузкой, соответствующей наилучшим технико-экономическим показателям.

Вторым фактором является то, что колебания режимных параметров, которые возникают в процессе развития или даже ликвидации аварий оперативным персоналом диспетчерских центров, вызывает отключение ГУ объектов РГ устройствами РЗ. Это, в свою очередь, приводит к кратковременному нарушению локального баланса реактивной мощности, снижению напряжения в узлах нагрузки энергорайона и отключению электроприемников потребителей.

Выделение дефицитного энергорайона с объектами РГ в островной режим работы, таким образом, содействует восстановлению баланса активной и реактивной мощности в энергосистеме, облегчая процесс ликвидации аварии.

Учитывая, что баланс генерируемой и потребляемой мощности в энергорайоне может быть любым: от случая минимальной генерации в объеме только аварийной брони во время максимума нагрузки до генерации избыточной мощности при минимальной нагрузке, с ее выдачей в энергосистему, то выделение энергорайона может быть целесообразно в одних случаях и нецелесообразно в других, т.к. вызовет отключение бо́льшего количества электроприемников.

Для реализации указанных функций в структуре МДА предусмотрены:

 – блок пусковых органов, фиксирующий в аварийных ситуациях отклонения режимных параметров (частота; напряжение; величина и направление перетока активной и реактивной мощностей и т.п.) от заданных уставок;

 – блоки контроля предшествующего режима (КПР) для хранения и использования периодически обновляемой информации о находящихся в работе ГУ на объектах РГ и выдаваемой ими активной и реактивной мощности;

– блоки КПР для хранения и использования периодически обновляемой информации о величине электропотребления энергорайона, о которой, в зависимости от конкретных условий, можно судить по суммарному перетоку активной и реактивной мощности по перечню ЛЭП и/или трансформаторов;

 решающий блок, в котором определяется целесообразность выделения энергорайона в конкретных схемно-режимных условиях, а также реализуются адаптивные алгоритмы работы МДА в зависимости от параметров аварийного и доаварийного режимов;

– блок расчета дозировки управляющих воздействий (УВ), где определяются необходимые и достаточные объемы, а также места реализации УВ при выделении энергорайона (целесообразно совмещение с решающим блоком);

 – блок выдачи УВ (исполнительные органы), позволяющий реализовывать в энергорайоне все виды УВ, в том числе, на отключение нагрузки (OH) из сформированного перечня наименее ответственных электроприемников.

Проектирование МДА для конкретного района должно основываться на анализе результатов комплексных расчетов электрических режимов в сети внешнего электроснабжения, энергорайоне и в нагрузке, включая расчеты электромеханических переходных процессов [321]. Правильный учет параметров нагрузки при моделировании возможен только в случае получения полной исходной информации по ее составу, параметрам и характеристикам, режимам и графикам работы, сведений о возможности одновременных пусков наиболее мощных и особо ответственных механизмов и т.п.

В главе рассмотрены особенности реализации МДА энергорайонов с объектом(-ами) РГ в различных схемно-режимных ситуациях, с учетом факторов, оказывающих существенное влияние на успешность выделения энергорайона в островной режим работы, а именно:

115

– сформулированы возможные ограничения на применение МДА, связанные с особенностями систем автоматического регулирования частоты вращения (АРЧВ) и параметрами настройки устройств РЗ ГУ объектов РГ;

представлены особенности схемно-режимных ситуаций, сопровождающихся понижением частоты и напряжения, как перед выделением, так и после выделения энергорайона в островной режим;

 показано, что повышение быстродействия МДА позволяет снизить объемы отключения нагрузки, требуемые для обеспечения успешного выделения энергорайона в островной режим;

 обосновано, что параметры нагрузки оказывают существенное влияние на результаты расчетов режимов и правильность принятия технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА;

 представлены результаты анализа эффективности быстродействия МДА в зависимости от суммарной мощности ГУ объектов РГ, тяжести возмущений и состава нагрузки [322].

3.2 Ограничения на применение МДА

В настоящее время на объектах РГ широко применяются современные газотурбинные и газопоршневые ГУ, которые имеют целый ряд отличительных особенностей, которые не характерны для паротурбинных ГУ. При проектировании МДА эти особенности необходимо учитывать, поэтому рассмотрим основные из них, которые подлежат детальному анализу.

3.2.1 Допустимость перехода ГУ в островной режим работы

Данный вопрос относится не только к выделению энергорайона с объектом(-ами) РГ действием МДА, но и к различным случаям самопроизвольного (аварийного) разделения энергосистемы на несинхронно работающие части.

Такая задача обусловлена особенностями алгоритмов функционирования систем АРЧВ зарубежных ГУ, которые при работе в мощной энергосистеме осуществляют регулирование на постоянство мощности привода ГУ P_{Π} безотносительно к текущей частоте. В этом случае, при отделении от энергосистемы и в зависимости от используемых законов регулирования P_{Π} могут иметь место следующие пути развития событий [323]:

1. Известны системы АРЧВ, например, у ГПУ ряда зарубежных заводов-

изготовителей, в которых реализован только алгоритм, позволяющий функционировать в режиме параллельной работы с мощной энергосистемой, при котором P_{Π} = const. Тогда, при переходе ГУ объектов РГ в островной режим значения P_{Π} останутся прежними, а суммарная отдаваемая генераторами мощность P_{Γ} , будет равна суммарному электропотреблению в энергорайоне плюс потери мощности в его сети. Отсутствие баланса между суммарными значениями P_{Π} и P_{Γ} приведет к значительным отклонениям частоты в энергорайоне, и с большой вероятностью – к отключению ГУ с нарушением электроснабжения всех электроприемников. Иначе говоря, наличие ГУ с указанной системой АРЧВ не допускает выделения энергорайона в островной режим [324].

2. Находятся в эксплуатации системы АРЧВ, например, у ГТУ ряда зарубежных заводов-изготовителей, реализующие двойное регулирование: в режиме параллельной работы с энергосистемой $P_{\pi} = \text{const}$, в островном (автономном) $P_{\pi} = f(f)$, имеющие в своем составе устройство автоматического переключения закона регулирования с первого на второй, которое реагирует на быстрый и значительный по величине сброс P_{π} [325]. Если переход в островной режим не сопровождается указанным сбросом мощности ГУ, то система регулирования останется в положении сетевой работы с теми последствиями, которые подробно рассмотрены в главе 6.

3. Применяются на объектах РГ ГПУ зарубежных заводов-изготовителей, отличающиеся от предыдущих тем, что устройство переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ получает информацию о текущем положении одного или нескольких ближайших высоковольтных выключателей, отключение которых может привести к отделению энергорайона от энергосистемы с переходом в островной режим работы. При этом, если возможен разрыв связи с энергосистемой посредством отключения других коммутационных аппаратов, которые не контролируются устройством переключения алгоритмов регулирования АРЧВ, то последствия выделения будут аналогичными указанным в п. 2.

Таким образом, от алгоритмов регулирования, используемых в АРЧВ ГУ, решающим образом зависит допустимость применения МДА. Поскольку на разных ГУ могут применяться различные модификации систем АРЧВ, то в каждом конкретном случае необходимо проводить анализ особенностей указанных алгоритмов всех ГУ объектов РГ энергорайона. Очевидно, что не следует принимать решение о возможности применения конкретных ГУ на объектах РГ без предварительного изучения указанных особенностей, которые могут оказаться принципиально важными в процессе эксплуатации ГУ [326]. В контексте решения задач МДА следует иметь в виду, что указанные трудности перехода из сетевого режима к островному не возникают, если ГУ снабжены, в соответствии с требованиями пп. 4.4.3 и 4.6.2 [245] всережимной системой АРЧВ с алгоритмом регулирования в виде функции отклонения частоты со статизмом 4–5 %. Недостатки такой системы по сравнению с упомянутыми выше: меньшая точность отработки заданной мощности в режиме параллельной работы с энергосистемой и меньшая точность отработки заданной частоты в островном (автономном) режиме работы. Это заведомо менее существенно, однако дает возможность эксплуатировать ГУ во всех указанных режимах работы, без значительного усложнения алгоритмов регулирования.

3.2.2 Возможность сохранения ГУ в работе при кратковременных отклонениях напряжения на выводах

Вопрос относится как к процессу выделения энергорайона с объектами РГ действием МДА в островной режим работы, так и к различным случаям колебаний режимных параметров при значительных возмущениях в режиме параллельной работы с энергосистемой, островном (автономном) режиме.

Важность анализа заключается в том, что многие зарубежные заводыизготовители ГУ выбирают параметры настройки устройств РЗ таким образом, что они действуют на отключение ГУ при кратковременных изменениях напряжения по модулю, а иногда и по фазе. Так, очень жесткие ограничения по отклонениям модуля напряжения на выводах генератора встречаются у ГПУ одного из зарубежных заводов-изготовителей: уставка по напряжению – 90 % от $U_{\text{ном}}$, выдержка времени – 0,2 с.

Рассмотрим особенности функционирования алгоритма МДА, который позволяет выделить энергорайон в островной режим работы с объектами РГ, предотвратив тем самым отключение ГУ по параметрам режима (снижение напряжения и/или частоты) в энергосистеме.

3.3 Особенности выделения энергорайонов в случаях понижения частоты при допустимых уровнях напряжения

Влияние частоты в электрической сети на производительность технологических линий, приводимых от электродвигателей переменного тока, тривиально. Известен и регулирующий эффект активной мощности нагрузки по частоте, который по статистическим данным $K_{Pf} \approx 1,1+0,7$ отн. ед. [327]. Но количественные оценки зависимости объемов производства и других производственных показателей, характеризующие большие комплексы электроприемников, от частоты затруднительны по двум причинам:

 в любом технологическом процессе имеются средства управления производительностью (например, в гидравлической сети – задвижки, регулирующие потоки жидкости, посылаемые насосами);

– на любом производстве существуют технологические паузы (сдачаприемка смены; перенастройка алгоритмов работы оборудования и др.), которые являются своего рода демпферами, позволяющими полностью или частично скомпенсировать удлинение производственных циклов из-за незначительного снижения скоростей вращения механизмов.

При незначительных или кратковременных отклонениях частоты, таким образом, изменяются не столько полезные потребляемые мощности, сколько возрастают потери мощности из-за ухода от оптимальных сочетаний технологических параметров, на которые рассчитано оборудования технологических линий. По статистическим данным в диапазоне 45–50 Гц в общем случае не происходит резких и закономерных нарушений режимов электропотребления, как при лавине напряжения в узле нагрузки.

Однако, при проектировании МДА необходимо убедиться, что в конкретных условиях электропотребления со стороны электроприемников потребителей нет специальных ограничений на работу с пониженной частотой в указанном диапазоне – или, в противном случае, учесть эти ограничения.

Нарушения режимов работы энергорайонов с объектами РГ в настоящее время определяются особенностями современных ГУ. Факторы, обусловливающие невозможность при некоторой частоте f_{\min} обеспечить заданный режим генерации активной мощности, формирует завод-изготовитель, посредством задания параметров настройки устройств РЗ ГУ или технологических защит. В число факторов, ограничивающих возможности работы ГУ при пониженной частоте, входит наличие зон повышенной вибрации ротора генератора и приводного двигателя, ограничение производительности системы топливоподачи, невозможность самовоспламенения горючей смеси в цилиндрах поршневых двигателей и др. Технологические защиты, действующие на отключение ГУ при снижении частоты, ограничивают возможность обеспечения электроснабжения особо ответственных электроприемников потребителей в режимах с кратковременным понижением частоты.

В свою очередь, величины динамических снижений частоты (в переход-

ном процессе) зависят не только от текущего баланса, но и от максимально возможной скорости повышения механической мощности приводного двигателя ГУ. Сравнительно малые скорости набора мощности встречаются у ГПУ с турбонаддувом. Поэтому расчеты электромеханических переходных процессов, которые позволяют убедиться в несрабатывании устройств РЗ ГУ по снижению частоты при выделении энергорайона с объектами РГ действием МДА, следует проводить с учетом динамических характеристик приводного двигателя ГУ.

Таким образом, при понижении частоты в сети внешнего электроснабжения основная опасность для электроприемников потребителей энергорайона состоит в том, что ГУ объектов РГ могут быть отключены устройствами РЗ по снижению частоты. Соответственно, действие МДА при снижении частоты в энергосистеме должно быть опережающим по отношению к срабатыванию устройств РЗ данных ГУ, иначе его наличие бесполезно.

3.4 Ограничения допустимых режимов работы при понижениях напряжения

3.4.1 Особенности электроприемников потребителей

Количественные ограничения параметров режимов электроснабжения, определяющие параметры настройки МДА, зависят от конкретных условий электропотребления и должны определяться на основе анализа технических характеристик энергоемких и особо ответственных электроприемников.

Критическое напряжение электродвигателя $U_{\rm kp}$ определяется как такое минимальное напряжение (при номинальной частоте), при котором максимум вращающего момента $M_{\rm max}$ на валу не меньше момента сопротивления приводимого во вращение механизма при той скорости вращения вала, которая соответствует максимальному вращающему моменту.

Поскольку у асинхронных двигателей (АД) максимальный момент пропорционален квадрату напряжения и при номинальном напряжении относительный момент $M_{\text{max}}/M_{\text{ном}} \approx 2,2$, то при номинальном моменте сопротивления $M_{\text{сопр}}/M_{\text{ном}} = 1$ критическое напряжение, измеряемое на выводах АД, соответствует $U_{\text{кр}}/U_{\text{ном}} \approx \sqrt{M_{\text{сопр}}/M_{\text{max}}} \approx 0,68$. Однако, в реальных условиях напряжение на выводах АД зависит от режима работы сети: если схемно-режимная ситуация будет такой, что напряжение *U* приблизится к критическому значению (оставаясь больше него), то увеличение тока АД повлечет за собой рост потери напряжения в питающей сети, понижение напряжения продолжится и АД опрокинется.

Критическое напряжение вычисляется в точке, в которой источник питания поддерживает напряжение, независимое от режима работы группы АД, т.е. в точке $U_{\rm BH}$, отделенной от шин АД сопротивлением Z, как показано на рисунке 3.1a). Чем больше сопротивление Z, тем бо́льшие напряжения нужно поддерживать в установившихся режимах, чтобы не допустить опрокидываний АД, как показано на рисунке 3.16.



Рисунок 3.1 – Критические напряжения АД с 100 % загрузкой: упрощенная однолинейная схема фрагмента сети (*a*); график зависимости критического напряжения от величины внешнего сопротивления (б)

Здесь момент сопротивления в режимах, близких к номинальным, принят пропорциональным частоте. Сопротивление Z рассматривается в процентах к базисному, равному $U^2_{\text{BH.HOM}} \cdot \cos\varphi_{\text{A}\text{Д,HOM},\Sigma} / P_{\text{A}\text{Д,HOM},\Sigma}$. Расчет – по программе установившихся и переходных режимов энергосистем. Сопротивлению Z = 10 % приблизительно соответствует питанию группы АД с номинальной загрузкой по схеме, представленной на рисунке 3.1a через трансформатор 110/6 кВ, загруженный до номинального тока. Таким образом, ограничения режимов электроснабжения по статической устойчивости АД определяются в основном параметрами сети, причем как внешнего, так и внутреннего электроснабжения.

Критические сопротивления сети для синхронных двигателей (СД) в большинстве случаев ниже, чем у АД, благодаря наличию системы APB, ее регулированию и наличию форсировки в случаях глубоких снижений напряжения. Это относится к системам независимого возбуждения (СНВ) и к системам самовозбуждения (ССВ), если последняя имеет регулирование возбуждения на постоянство напряжения, как это показано на рисунке 3.2, кривая 1. Кривая 2 относится к ССВ и указывает на крайне неблагоприятные значения $U_{\rm kp}$, когда СД работает без непрерывного регулирования возбуждения по напряжению. В таких случаях критическое напряжение может повыситься до таких значений, когда релейная форсировка возбуждения еще не срабатывает ($U > U_{\rm popc}$), а статическая устойчивость СД уже нарушается [328].



Рисунок 3.2 – Критические напряжения СД с активной мощностью, близкой к номинальной

Таким образом, область допустимых для СД питающих напряжений может быть сильно ограничена, если:

- в нормальных режимах СД работают без выдачи реактивной мощности;

- применяется система самовозбуждения без устройства АРВ.

Понятие критического напряжения, как условия, ограничивающего режимы электропотребления по напряжению, целесообразно относить не только к потере статической устойчивости АД и СД, но и распространять на все другие факторы, ограничивающие возможность работы электроприемников при низких напряжениях по любым причинам. Проводя анализ благоприятных факторов, их следует ранжировать: от общих, которые могут и должны учитываться для всего энергорайона при определении оптимального алгоритма МДА, до локальных факторов, когда целесообразно вводить специальное местное управление. В таком условном порядке все эти факторы рассмотрены ниже, с учетом дополнительных обстоятельств, которые могут потребовать проведение дополнительного анализа и особых технических решений.

1. Наличие в энергорайоне АД с высокими критическими напряжениями. Указанная особенность, если она относится не к одному, а к целой группе АД, не позволяет надежно отстроить уставки пусковых органов МДА от параметров нормальных режимов работы. Преодоление этой трудности возможно, если удастся так выбрать уставки пусковых органов МДА, чтобы ни в момент выделения, ни в установившемся режиме после выделения энергорайона не происходило массовых опрокидываний АД. Альтернативой может быть снижение величин $U_{\rm kp}$ за счет уменьшения сопротивления сети (в основном внутреннего электроснабжения), посредством увеличения мощности понижающих трансформаторов, а также допустимым повышением нормальных уровней напряжения. Однако, указанные меры приводят к росту величины токов КЗ, из-за чего может потребоваться замена коммутационных аппаратов в сети внутреннего электроснабжения.

2. Надежность работы устройств P3. При проектировании МДА должна быть выполнена проверка правильности выбора алгоритмов работы и параметров настройки устройств P3 в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона во всех расчетных возмущениях, как при срабатываниях, так и при не срабатываниях МДА, а также корректность их настройки. В случае необходимости должна быть выполнена корректировка параметров настройки устройств P3, с целью предотвращения их ложных и излишних срабатываний.

3. Самопроизвольные отключения магнитных пускателей (МП) 0,4 кВ. Типовой новый и чистый магнитный пускатель (без устройств, обеспечивающих повторное включение после восстановления питания или удержание во включенном положении заданное время при понижении напряжения), остается включенным при понижении напряжения до $U \approx 60-70$ %. Сильное загрязнение МП препятствует смыканию губок его магнитопровода, магнитный поток при этом ослабляется и МП может отключаться при U > 90 %. Очевидная мера – замена коммутационной аппаратуры 0,4 кВ у особо ответственных электроприемников при проведении реконструкции сети внутреннего электроснабжения.

4. Высокие критические напряжения СД. Включение в работу АРВ на СД с использованием канала по отклонению напряжения и недопущение их режимов работы без выдачи реактивной мощности. При необходимости может потребоваться соответствующая перестройка других СКРМ, расположенных в энергорайоне.

5. Невозможность прямых пусков электродвигателей с тяжелыми условиями пуска. Радикальная мера, которую целесообразно рассматривать в данных обстоятельствах – использование устройств плавного пуска (УПП) или частотно-регулируемых приводов (ЧРП), индивидуальных или групповых (с переключением на несколько электродвигателей). 6. Невозможность обеспечения самозапусков электродвигателей после кратковременных нарушений электроснабжения. Основная мера, которая может быть действенной, заключается в ограничении суммарной мощности одновременно запускаемых электродвигателей: отключение неответственных двигателей с их последующим запуском от автоматики повторного пуска.

Эффективность мер по пп. 5 и 6 требуется проверять как в режиме параллельной работы с энергосистемой, так и в островном режиме.

7. Самопроизвольное отключение статических электроприемников при снижении напряжения (например, люминесцентных ламп) – применение устройств стабилизации напряжения, например, источников бесперебойного питания (ИБП).

8. Отключение устройств от токовой перегрузки, вызванной снижением напряжения. Это относится к устройствам с малыми запасами по допустимому току, например, инверторам в преобразователях частоты, в таких случаях повышение уставок их токовых защит или введение выдержки времени на отключение, как правило, недопустимы. Возможная мера в данных условиях – применение в узле нагрузки СКРМ с быстродействующим регулированием по напряжению.

В энергорайонах с энергоемкими электроприемниками, в сильной степени зависимыми от качества электроснабжения и, особенно, от кратковременных провалов напряжения, могут иметь место и другие обстоятельства, значительно ограничивающие область допустимых режимов (ОДР), которые необходимо учитывать при выборе алгоритмов работы и параметров настройки МДА.

Количественные характеристики ОДР, необходимые для принятия основных технических решений по МДА, могут быть получены из анализа результатов комплексных расчетов режимов. Расчетная схема должна включать рассматриваемый энергорайон с основными электроприемниками (с допустимым эквивалентированием их однородных групп), все ГУ объектов РГ с системами автоматического регулирования и устройствами РЗ, устройства РЗ элементов сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, а также устройств ПА, которые оказывают влияние на результаты расчетов. В обязательном порядке расчету подлежат режимы перед выделением, с разными возможными параметрами в сети внешнего электроснабжения (ремонтные схемы), а также режимы, которые устанавливаются в энергорайоне после его отделения от энергосистемы [329].

3.4.2 Особенности расчетов параметров режима, устанавливающегося после выделения энергорайона

Критерием, определяющим целесообразность применения МДА, является существование установившегося режима в островном режиме работы энергорайона с параметрами, допустимыми для всех особо ответственных электроприемников, для которых контролируются величины отклонения частоты и напряжения, а также их длительности.

Для ГУ объектов РГ, которые продолжают функционировать в выделенном в островной режим работы энергорайоне, требуется проведение дополнительного анализа. Это обосновано тем, что до момента выделения ухудшение схемно-режимной ситуации в сети внешнего электроснабжения, особенно если оно сопровождалось КЗ, вызывает повышение напряжения возбуждения ГУ. Форсировка возбуждения может требоваться и в установившемся режиме после выделения, при этом величина и длительность перегрузки ГУ по току ротора и статора контролируются устройствами РЗ ГУ. Следовательно, установившийся режим после выделения в общем случае нельзя рассматривать без учета предшествующих процессов, поэтому в расчеты динамической устойчивости нужно вводить алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗ ГУ, которые могут срабатывать при форсировке возбуждения и перегрузке по активной мощности, с действием на снижение перегрузки и отключение ГУ.

3.4.3 Особенности переходных процессов, требующих срабатывания МДА

В отношении выбора алгоритма МДА по напряжению необходимо различать два варианта инициирующего возмущения в сети внешнего электроснабжения:

 плавное снижение напряжения, например, вызванное ростом нагрузки при приближении к суточному максимуму в ремонтной схеме сети внешнего и/или внутреннего электроснабжения;

– провал напряжения, вследствие КЗ.

Очевидно, что условия срабатывания пусковых органов МДА в двух указанных случаях принципиально различны. В качестве примера рассмотрим энергорайон с горно-добывающим предприятием, подключенный к сети внешнего электроснабжения короткими ВЛ 110 кВ, как это показано на рисунке 3.3.

Рассматриваемый энергорайон включает в себя главную понизительную

подстанцию ГПП 110/6,6/6,3 кВ, объект РГ с шестью ГПУ по 2 МВт, нагрузку самого объекта и ряда подключенных к его сети потребителей. Суммарная нагрузка – 8,2 МВт, на 75 % состоящая из электродвигателей (сумма номинальных мощностей включенных АД – 6 МВт, СД – 2,5 МВт). Секционные выключатели 6 кВ нормально разомкнуты, что благоприятно при внутренних КЗ и не имеет значения при внешних, так как нагрузка распределена по четырем секциям почти равномерно. Сопротивление Z, измеренное от шин 6 кВ электроприемников в направлении внешней сети до шин, на которых напряжение не зависит от режима данного энергорайона, составляет 2+*j*40 Ом (приведено к напряжению внешней сети 110 кВ) или по модулю $/Z/ \approx 3,5$ %.



Рисунок 3.3 – Упрощенная однолинейная схема промышленного предприятия с внешними связями

Проанализируем подробнее оба варианта инициирующих возмущений в сети внешнего электроснабжения для пуска МДА на этом примере.

3.5 Особенности выделения при плавном снижении напряжения

Если узел с наименьшим уровнем напряжением находится в сети внешнего электроснабжения (иначе действие МДА нецелесообразно), то напряжения, близкие к нормальным, будут на шинах ГУ. При этом напряжения понижаются по мере удаления от ГУ к границе энергорайона с сетью внешнего электроснабжения и далее к узлу с наименьшим уровнем напряжения. Графики изменения напряжения в критической точке сети внутреннего электроснабжения 6 кВ (т.е. на тех шинах электроприемников с наименьшим уровнем в рассматриваемом режиме) в функции напряжения на шинах ПС 110 кВ (рисунок 3.3.) показаны на рисунке 3.4. Диапазон изменения напряжения на шинах ПС 110 кВ ограничен условием $U \ge 80$ %, так как при меньших уровнях могут начинаться нарушения нормальной работы электроприемников потребителей на других участках сети.



Рисунок 3.4 – Графики напряжения в энергорайоне при его снижении в сети внешнего электроснабжения (сплошные линии – в нормальной схеме сети 110 кВ, штриховые – в ремонтной схеме, когда |Z| удвоено)

Возбуждение генераторов ГПУ в рассматриваемом энергорайоне регулируется по отклонению напряжения, поэтому снижение питающего напряжения вызывает рост $Q_{\Gamma\Pi Y}$. В медленно изменяющихся режимах рост возбуждения ограничивается длительно допустимыми величинами тока возбуждения, поэтому режимы форсировки возбуждения до максимального значения недоступны и дальнейшее снижение напряжения в сети внешнего электроснабжения вызывает бо́льшие снижения напряжения на шинах электроприемников. На графиках, представленных на рисунке 3.4, существенно следующее:

 – благодаря наличию ГУ, напряжения в энергорайоне снижаются меньше, чем в прилегающих узлах сети внешнего электроснабжения;

 изменения относительного внешнего сопротивления в практически возможных пределах не влияют на качественную сторону изменения условий электроснабжения электроприемников;

– двукратное увеличение Z (ремонтная схема сети 110 кВ) повышает уровни напряжений в узлах рассматриваемого энергорайона, а, следовательно, уменьшает влияние пониженного напряжения сети внешнего электроснабжения на уровни напряжения на шинах электроприемников.

Учитывая изложенное, целесообразность отделения возникает тогда, когда критические напряжения в энергорайоне больше средних (примерно 85 % и более) и когда деление имеет технико-экономические преимущества по сравнению с другими противоаварийными мерами. Данный вывод распространяется на случаи, когда понижение напряжений в энергорайоне вызвано внешними факторами (перегрузкой элементов в сети внешнего электроснабжения и т.п.) и происходит не скачкообразно, а плавно. Последнее обстоятельство позволяет пусковым органам МДА по напряжению работать в соответствии с заданным алгоритмом, обеспечивая надежную отстройку от кратковременных понижений напряжений, когда пуск МДА не нужен или недопустим.

3.6 Особенности выделения при провалах напряжения с угрозой развития лавины напряжения

Если в сети внешнего электроснабжения рассматриваемого энергорайона возникает КЗ, неполнофазное и удаленное от энергорайона, то условия, определяющие целесообразность и необходимость выделения в островной режим, мало отличаются от рассмотренных выше. Но при близком и, особенно, трехфазном КЗ, отключаемом с выдержкой времени, провалы напряжения на шинах электроприемников энергорайона будут настолько значительными, что становится возможным быстрое развитие лавины напряжения с отключением всех или практически всех электроприемников. Отключения могут быть как самопроизвольными, так и обусловленными действием устройств РЗ и технологической автоматики (TA).

В больших энергорайонах глубокий провал напряжения в сети внешнего электроснабжения может приводить к возникновению нескольких областей, в которых будут либо развиваться лавина напряжения, либо происходить самопроизвольные отключения электроприемников. Последствия для потребителей при этом близки, но второй случай менее катастрофичен, так как предотвращать самопроизвольные отключения электроприемников проще, чем предотвращать возникновение или развитие лавины напряжения. В обоих случаях характер протекания переходного процесса может быть резко утяжелен, если ГУ будут отключены устройствами РЗ.

Особенность лавины напряжения заключается в том, что она развивается быстро (соответственно малым постоянным времени большинства АД) – за время не более нескольких десятых долей секунды. Это легко доказать в общем виде. Если начальный провал напряжения значителен, то вращающие моменты АД и СД, пропорциональные U^2 , падают почти до нуля и их скорости вращения снижаются с постоянными времени $T_J / k_{\text{загр}}$ (где $k_{\text{загр}}$ – коэффициенты загрузки в доаварийном режиме). Известно, что самозапуски больших групп двигателей не осуществимы, если скольжения достигают величин, примерно вдвое превышающих критические скольжения $s_{\text{кр}}$. Это состояние достигается через время Δt от начала повала напряжения; $\Delta t \approx 2 s_{\text{кр}} \cdot T_J / k_{\text{загр}}$. В обычных случаях $s_{\text{кр}} < 0,1$, $k_{\text{загр}} \approx 0,6-0,8$, T_J – около 1 с, поэтому обычно Δt – не более 0,2-0,3 с.

В качестве обобщающего параметра удобно использовать критическое время перерыва электроснабжения $T_{\kappa p}$ для разных групп электроприемников, цехов, энергообъектов и энергорайона в целом. «Значения $T_{\kappa p}$ могут лежать в широком диапазоне значений. Они могут быть и меньше 0,15–0,2 с, когда решающим фактором оказывается опрокидывание электродвигателей (лавина напряжения) или самоотключения их МП, и минуты, когда основными становятся технологические факторы (например, образование «козла» в доменной печи из-за перерыва электроснабжения)» [328]. Соответственно, противоаварийные меры в сетях внутреннего электроснабжения должны быть различными, что в полной мере относится и к быстродействию МДА.

Очевидно, что МДА, как элемент системы противоаварийного управления (ПАУ), в пределах технических возможностей, должна содействовать предотвращению возможности возникновения в энергорайоне лавины напряжения, что требует от нее высокого быстродействия [330].

С целью ускорения срабатывания пусковых органов МДА при провалах напряжения в случаях близких КЗ в сети внешнего электроснабжения, не допуская при этом срабатываний при КЗ в рассматриваемом энергорайоне, ниже проводятся результаты анализа возможности пуска МДА по факту резкого увеличения суммарного потока реактивной мощности от энергорайона в направлении сети внешнего электроснабжения [331], как показано на рисунке 3.5.

Доаварийный суммарный переток реактивной мощности по связям с сетью внешнего электроснабжения может быть любым по величине и знаку, однако увеличенный переток к месту КЗ будет сохраняться в течение времени существования КЗ. Этого достаточно для срабатывания пусковых органов МДА по факту резкого увеличения суммарного перетока реактивной мощности.

В большинстве случаев энергорайоны с объектами РГ потребляют активную и реактивную мощность, так как суммарная мощность ГУ не покрывает в полном объеме электропотребление всех электроприемников даже в режимах минимальных нагрузок.



Рисунок 3.5 – Упрощенная схема участка сети при внешнем КЗ

Следовательно, пуск МДА может в этом случае осуществляться не только по факту резкого увеличения суммарного перетока реактивной мощности из энергорайона в сеть внешнего электроснабжения в момент КЗ, но и по факту изменения его направления, что должно уточняться расчетами при проектировании МДА. Предлагаемый алгоритм распознавания внешнего КЗ будет правильно работать в случаях односторонней связи рассматриваемого энергорайона с сетью внешнего электроснабжения (рисунок 3.5).

При наличии двухсторонней или многосторонних связей из удаленных частей энергосистемы, как это показано на рисунке 3.6, переток реактивной мощности ΔQ явно возрастет по той линии(-ям) электропередачи, которая(-ые) имеет(-ют) связь с местом КЗ, но на другой(-их) линии(-ях) электропередачи изменения ΔQ могут быть различными, т.е. будет иметь место неопределенность величины и направления суммарного перетока реактивной мощности.



Рисунок 3.6 – Упрощенная схема участка сети с двухсторонней связью при внешнем КЗ

В такой схемно-режимной ситуации вероятность успешной работы МДА с пусковым органом, действующим по факту резкого увеличения суммарного перетока реактивной мощности, уменьшается, но и необходимость выделения энергорайона с многосторонними внешними связями то же меньше. Следовательно, выбор алгоритма работы пусковых органов МДА необходимо проводить на основании результатов многочисленных расчетов режимов в различных схемно-режимных ситуациях при проектировании МДА.

Далее рассмотрим переходные процессы в энергорайоне, соответствующем рисунку 3.3, при возмущении в сети внешнего электроснабжения:

 – с учетом действия установленных устройств РЗ и ПА, обеспечивающих, в частности, отключение части АД при снижениях напряжения и/или частоты в энергорайоне;

 то же, но с пуском МДА по факту резкого увеличения суммарного перетока реактивной мощности от энергорайона во внешнюю сеть.

Принятое расчетное возмущение в сети 110 кВ – двухфазное КЗ на землю. При этом срабатыванием III ступени защиты от замыканий на землю с выдержкой времени 5 с производится отключение одной из двух линий электропередачи между ПС 110 кВ и ТЭЦ.

На графиках, представленных на рисунках 3.7 – 3.8, показаны:

 – напряжения U, кВ, на двух секциях шин ГПУ (флуктуации напряжения на одной из секций обусловлены асинхронным режимом СД, которые прекращаются при отключении СД);

– суммарные активные мощности ГПУ $P_{r\Sigma}$ на каждой секции шин, МВт;

– скорости вращения ω_{АД}, % к своим синхронным скоростям, для наиболее мощных АД (в т.ч. АД, эквивалентирующих группы АД 0,4 кВ).

На рисунке 3.8 дополнительно показан суммарный переток реактивной мощности по линиям электропередачи 110 кВ от энергорайона в сеть внешнего электроснабжения $Q_{B,\Sigma}$ (положительное направление – к энергорайону), Мвар. В случае применения МДА, действующей через 0,5 с после начала КЗ, отключений ГПУ и электроприемников не наблюдается, таким образом целесообразность использования МДА в данной схемно-режимной ситуации очевидна.

Следует отметить, что эффективность МДА в значительной мере зависит от ее быстродействия. Для рассматриваемого энергорайона ограничение максимально допустимого времени срабатывания МДА показано на рисунке 3.9.



Рисунок 3.7 – Переходный процесс с лавиной напряжения, обусловленной опрокидыванием большинства АД, отключением всех 6 ГПУ устройствами РЗ от понижения напряжения



Рисункок 3.8 – Переходный процесс с возмущением, аналогичным рисунку 3.7, но с учетом действия МДА через 0,5 с после начала КЗ

Время выделения от начала возмущения в сети внешнего электроснабжения рассматривается как допустимое, если в энергорайоне в результате действия МДА не возникает ни лавины напряжения, ни отключений ГУ. Как видно из графика, представленного на рисунке 3.9, время действия МДА должно быть тем меньше, чем больше дефицит в энергорайоне активной мощности, который в свою очередь зависит от количества и мощности работающих ГУ [332].

Следовательно, приемлемое время срабатывания МДА можно получить в том случае, если начальный дефицит активной мощности в энергорайоне не превышает 60 %. В случаях, если дефицит окажется больше указанного, эффек-

тивность действия МДА будет минимальна, так как с большой долей вероятности не позволит предотвратить возникновение в энергорайоне лавины напряжения и отключения работающих ГУ на объектах РГ.



Рисунок 3.9 – Допустимое время срабатывания МДА (точка *A* соответствует переходному процессу на рисунке 3.8)

Применение быстродействующей МДА предполагает решение задач:

1. Предварительный расчетный анализ возможных последствий для ГУ и особо ответственных электроприемников потребителей рассматриваемого энергорайона от вероятных провалов напряжения при различных возмущениях в сети внешнего электроснабжения для первоначального выбора пусковых органов и алгоритмов работы МДА.

2. Определение максимально допустимого времени срабатывания МДА по отношению к началу возмущений при максимальном электропотреблении и разном количестве включенных в энергорайоне ГУ на объектах РГ. Обязательно использование периодически обновляемой информации, фиксируемой устройством КПР, о балансе генерации/потребления активной и реактивной мощности в энергорайоне, а также количестве работающих ГУ для адаптации алгоритма МДА. Выбор дополнительных параметров, фиксируемых устройством КПР, зависит от конкретных условий и возможных схемно-режимных ситуаций, поэтому должен производиться при проектировании МДА для конкретного энергорайона.

3. Определение того минимума располагаемой генерации в энергорайоне, ниже которого действие МДА должно блокироваться. Этот минимум в общем случае определяется величиной аварийной или технологической брони (в зависимости от постановки задачи) с некоторым запасом не менее 10–15 %. При проектировании МДА для конкретного энергорайона может возникнуть потребность в более сложном определении минимума располагаемой генерации на основании информации, фиксируемой устройством КПР.

4. Определение необходимого объема ОН в энергорайоне с составлением ранжированного списка электроприемников, которые могут быть при необходимости отключены для сохранения электроснабжения особо ответственных электроприемников технологических линий [333]. Желательным условием являются упрощение необходимых коммутаций, с целью ускорения реализации ОН при действии МДА.

5. Определение перечня параметров, которые должны использоваться в алгоритме МДА для выбора объемов ОН и мест реализации ОН в сети внутреннего электроснабжения энергорайона для каждой рассматриваемой схемнорежимной ситуации, с целью их оптимизации и включения в число параметров фиксируемых устройством КПР. Количество параметров может быть различным для конкретного энергорайона и помимо положений коммутационных аппаратов и режимных параметров может включать в себя отдельные технологические величины, связанные с особенностями промышленного производства.

6. Проведение комплексных расчетов режимов для определения времени, в течение которого возможна нормальная работа энергорайона в островном режиме, после действия МДА с реализацией ОН, с учетом алгоритмов работы и параметров настройки систем автоматического регулирования ГУ, устройств РЗ ГУ, а также автоматизированных систем управления технологическими процессами промышленного производства.

При этом следует учитывать, что баланс активной и реактивной мощностей может быть далек от нормального и что возможны значительные отклонения частоты и напряжения в энергорайоне [334]. Очевидно, что чем больше запас располагаемой мощности ГУ, т.е. чем больший объем наименее ответственной нагрузки в энергорайоне отключен, тем проще нормализовать параметры режима и работу ГУ, но с одним существенным ограничением. Ограничения параметров режима ГУ в общем случае – это не только $P_{\rm H} \leq P_{\rm max}$, но и $P_{\rm H}$ $\geq P_{\rm min}$, последнее – по условию технологического минимума нагрузки приводного двигателя и параметрам срабатывания технологических защит ГУ, но и по выдаваемой реактивной мощности. Возможности повысить напряжение в энергорайоне ограничены величиной потолочного возбуждения ГУ и тепловым состоянием роторов, понизить – статической устойчивостью выдачи заданной активной мощности и локальными нагревами отдельных частей генераторов.

Важно отметить, что поскольку по ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой в нормальных режимах могут иметь место перетоки реактивной мощности в энергорайон (+Q), то уставка МДА должна выбираться не по Q, а ΔQ , причем значение имеем правильный выбор интервала времени между замерами – Δt устройством КПР, что должно решаться при проектировании МДА.

С целью предотвращения излишних срабатываний МДА с выделением энергорайона в островной режим работы, когда это нецелесообразно, дополнительно необходимо предусмотреть блокировку МДА при U > 90 %.

3.7 Оценка эффективности быстродействия МДА

Проведем анализ ряда принципиальных вопросов применения МДА с пуском по факту резкого увеличения перетока реактивной мощности по линиям связи с энергосистемой в направлении последней. Рассмотрим обобщенную схему, в которой энергорайон с сетью внутреннего электроснабжения является тупиковым по отношению к сети внешнего электроснабжения, представленной эквивалентным двухполюсником. Упрощенная расчетная схема энергорайона представлена на рисунке 3.10, где ШБМ – шины бесконечной мощности – точка расчетной схемы, в которой напряжение не зависит от процессов в энергорайоне; трансформаторы и ЛЭП: Z = 6,5 + j8,7 Ом (110 кВ), $K_{\rm T} = 10,175$.



Рисунок 3.10 – Упрощенная расчетная схема энергорайона с внешними связями

Время срабатывания МДА от момента провала напряжения в сети внешнего электроснабжения принято равным $T_{\text{дел}} = 0,1$ и 0,2 с, время реализации УВ на ОН от МДА принято равным $T_{\text{OH}} = 0,2$ и 0,5 с, в зависимости от сети передачи УВ и применяемых КА. Загрузка ГУ по активной мощности принята равной 100 %, очевидно, что при меньшей разгрузке области успешного действия МДА расширяются. Кратковременный резерв мощности равен 10 %, регулирование возбуждения ГУ – по отклонению напряжения, уставка АРВ – 10,2 кВ (в пределах ограничений: $Q_{\min} = 0$, $Q_{\max} = Q_{\text{ном}}$). Принято, что устройства РЗ ГУ по снижению частоты и напряжения не препятствуют функционированию МДА.

В отношении загрузки ГУ реактивной мощностью необходимо учитывать, что если в предаварийном режиме бо́льшую часть реактивной нагрузки энергорайона покрывают ГУ, то при переходе в островной напряжения в узлах энергорайона будут выше нормальных уровней, чем в случае, когда в предаварийном режиме реактивная нагрузка покрывалась из сети внешнего электроснабжения, так как реализация форсировки возбуждения на ГУ и подъем напряжения занимают некоторое время (T'_{d0} имеет порядок десятых долей секунды, что для рассматриваемых процессов – достаточно много).

В расчетах доля электропотребления, покрываемая в предаварийном режиме ГУ объекта РГ ($P_{\Gamma Y} / P_{H\Sigma}$), – основной варьируемый параметр², при этом осуществлялось варьирование составом нагрузки. Наиболее существенные параметры нагрузки: доля АД в суммарной двигательной нагрузке: средняя – 50 %, min – 20 %, max – 80 %; средние параметры АД: коэффициент загрузки – 0,7, $T_i = 0,8$ с, максимальная кратность вращающего момента при номинальном напряжении – 2,2; доля СД в полной нагрузке: средняя – 15 %, min – 0, max – 50 %; средние параметры СД: $k_{3arp} = 0.85$, $\cos \varphi = 0.9$. Синхронные двигатели в расчетах заданы явнополюсными, т.к. они обычно имеют асинхронные характеристики, не обеспечивающие ресинхронизацию СД после нарушения устойчивости и перехода в асинхронный режим со значительным сопротивлением. В расчетах в ОН входят: все СД и часть остальной нагрузки (АД и статические электроприемники, соотношения их мощностей для исходной и для отключаемой нагрузок одинаковые). Суммарный объем ОН определяется величиной $\Delta P_{\rm OH}$ в процентах от всей исходной нагрузки. Из всех возможных вариантов возмущений в сети внешнего электроснабжения рассматривался самый тяжелый, когда $U_0 = 0$ (близкое трехфазное КЗ).

Основным показателем эффективности МДА служит минимально необходимый объем ОН, требуемый для обеспечения успешного функционирования МДА с выделением энергорайона на островной режим работы, т.е. чем меньше

² В данной задаче, где возможно возникновение лавины напряжения, применение эквивалентных электрических машин со средневзвешенными параметрами и суммарными мощностями допустимо, так как при понижениях питающего напряжения в начале лавинного процесса различия в скольжениях АД и СД не велики.

объем ОН, тем выше эффективность МДА. Необходимые объемы ОН при различных суммарных мощностях ГУ для $T_{\text{дел}} = 0,1$ и 0,2 с, с соответствующими $T_{\text{OH}} = 0,2$ и 0,5 с показаны на рисунке 3.11.

Следует отметить, что баланс активной и реактивной мощностей генерации и потребления в выделенном энергорайоне достигается за счет использования допустимой перегрузки ГУ по активной мощности (10 %), форсировки возбуждения ГУ (потолочное возбуждение – 1,6) и саморазгрузки АД и СД благодаря кратковременному понижению частоты.

Запас времени на реализацию ОН действием МДА необходим для нормализации частоты и напряжения в островном режиме работы энергорайона и определяется в основном допустимыми длительностями перегрузки ГУ по активной мощности и токам, законами регулирования ГУ по частоте и активной мощности, а также уставками устройств РЗ ГУ по понижению напряжения и частоты, как было рассмотрено выше.



Рисунок 3.11 – График необходимых объемов ОН при различных суммарных мощностях ГУ

Влияние быстродействия МДА на успешность выделения энергорайона без применения дополнительного ОН различно для разных рассматриваемых возмущений (состав нагрузки – средний) показано на рисунке 3.12.

Если провал напряжения в сети внешнего электроснабжения достаточно глубокий, то лавина напряжения в энергорайоне будет развиваться быстро, что потребует максимального быстродействия МДА.

На рисунке 3.12 явно видны значительные различия между кривыми предельных значений $U_0 / U_{\text{ном}} = f (P_{\Gamma y} / P_{\text{H}\Sigma})$, полученными для $T_{\text{дел}} = 0,1$ с и 0,2 с. Справедливо и обратное, что при неглубоких провалах напряжения в сети

внешнего электроснабжения (при $U_0 / U_{\text{ном}} \approx 0,7-0,8$) представленные кривые практически сливаются.



Рисунок 3.12 – График влияния быстродействия МДА на успешность выделения без дополнительного ОН (сверх начального дефицита активной мощности)

Для промышленных энергорайонов, в которых преобладает нагрузка в виде АД, положение границ области успешного деления в координатах $P_{\Gamma y} / P_{H\Sigma}$ и U_0 / U_{HOM} , при выделении энергорайона на островной режим работы действием МДА, решающим образом зависит от параметров электроприемников в рассматриваемом энергорайоне, как это показано на рисунке 3.13.

Расчеты были выполнены для $T_{\text{дел}} = 0,1$ с без УВ на ОН (сверх начального дефицита активной мощности), при этом область успешного деления характеризуется такими схемно-режимными условиями, когда все параметры находятся в области допустимых режимов.



Рисунок 3.13 – График зависимости положения границы области успешного деления от изменения состава нагрузки

Как видно из представленного на рисунке 3.13 графика, граница области успешного деления действием МДА должна определяться на стадии проектирования МДА на основании проведения многочисленных расчетов режимов для рассматриваемого энергорайона с конкретным составом нагрузки. В противном случае, обеспечить принятие корректных технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА, включая выбор объемов и мест реализации ОН, не представляется возможным, а, следовательно, успешность выделения действием МДА будет иметь случайный характер.

3.8 Влияние выбора уставки АРВ ГУ на результат выделения энергорайона

Для рассматриваемых процессов выделения энергорайона на островной режим работы действием МДА выявлено значительное влияние уставки генераторного напряжения на характер переходного процесса. При низких значениях генераторного напряжения (U_{r0}) реактивная мощность в предаварийном режиме поступает в нагрузку большей частью из энергосистемы, как это показано на рисунке 3.14*в*, а при высоких значениях U_{r0} – от ГУ объектов РГ (рисунок 3.14*б*).



Рисунок 3.14 – Предаварийные режимы с перетоками реактивной мощности: упрощенная схема (*a*); высокий уровень возбуждения ГУ (*б*); низкий уровень возбуждения ГУ (*в*)

При выделении энергорайона в случае (рисунок 3.14*в*) снижение напряжения (ΔU) на нагрузке более значительно, чем в другом варианте (рисунок 3.14*б*), так как кратковременно нарушается баланс реактивной мощности по причине прекращения перетока реактивной мощности из сети внешнего электроснабжения. При этом, чем ниже будет напряжение на шинах электроприемников, тем больший сброс нагрузки произойдет (при низких напряжениях – в

виде лавины напряжения). Сброс нагрузки в свою очередь вызывает снижение дефицита мощности, тем самым приводя к повышению частоты вместо ее снижения.

На рисунке 3.15 показано, как зависит переходный процесс (первоначальное снижение напряжения ΔU и установившееся, без учета действия АЧР, значение частоты в энергорайоне) от величины выдаваемой генераторами объекта РГ реактивной мощности в исходном режиме, т.е. от уровня возбуждения генерирующих установок.

В случае, когда вся реактивная мощность нагрузки покрывается генератором ($Q_{\text{сети}} \approx 0$), то снижение напряжения после выделения будет минимальным (здесь $\Delta U / U_{\text{ном}} < 4$ %), двигательная нагрузка остается устойчивой, и дефицит активной мощности приведет к снижению частоты в энергорайоне и нормальной работе устройств АЧР.



Рисунок 3.15 – График влияния уровня возбуждения ГУ на параметры режима после выделения энергорайона

Соответствующий переходный процесс представлен на рисунке 3.16.

В схемно-режимных условиях, когда реактивная мощность нагрузки покрывается за счет перетока из сети внешнего электроснабжения ($Q_{\Gamma} \approx 0$), что возможно, если возбуждение генераторов относительно низкое, то при выделении в островной режим произойдет снижение напряжения в энергорайоне тем более значительное, чем будет ниже $U_{\Gamma 0}$. При этом скольжения электродвигателей увеличатся, напряжение еще снизится, что может привести к развитию в энергорайоне лавины напряжения, как это показано на рисунке 3.17.



Рисунок 3.16 – Переходный процесс при выделении энергорайона с $U_{\rm r} = 1,05 U_{\rm hom}$ (без учета работы устройств АЧР)

В переходном процессе (рисунок 3.17), сброс нагрузки (сначала при снижении напряжения, далее – в процессе развития лавины напряжения, всего на интервале времени меньше³ 0,1 с) приводит к возрастанию частоты до 54 Гц, с установившимся значением – 51,5 Гц. При этом все электроприемники в нагрузке неработоспособны, так как напряжение на их шинах $\approx 0,4U_{\text{ном}}$.



Рисунок 3.17 – Переходный процесс при выделении энергорайона с $U_{\rm r} = 0,95 \ U_{\rm HOM},$ с развитием лавины напряжения

Важно отметить, что в рассматриваемой схеме энергорайона динамиче-

³ В узлах промышленной нагрузки с крупными электродвигателями развитие лавины напряжения и, соответственно, сброс нагрузки происходят медленнее, обратно пропорционально значениям $T_{J_{двиг.}}$

ская устойчивость электродвигателей в нагрузке достаточно низкая, по сравнению со случаями, когда нагрузка подключается непосредственно к шинам генераторного напряжения объекта РГ. В анализируемом случае питание нагрузки осуществляется от ГУ объекта РГ через обмотки низкого напряжения трехобмоточного трансформатора [335].

3.9 Особенности моделирования нагрузки при проектировании МДА

Для получения корректных результатов расчетов переходных процессов применительно к задачам МДА требуется повышенное внимание к моделированию основных электроприемников посредством специальной подготовки расчетных схем, включающих параметры электроприемников. Это – общее и принципиальное отличие от расчетов режимов и устойчивости системообразующих сетей и крупных электростанций, которые отдалены от нагрузки сетями высокого и среднего напряжения с целым рядом ступеней трансформации.

Получить корректные исходные данные относительно свойств электроприемников (верифицированные модели нагрузки) возможно только у собственников технологических линий промышленных предприятий, что бывает затруднительным. Однако, для решения задачи повышения надежности электроснабжения промышленных потребителей за счет интеграции объектов РГ и реализации МДА это является необходимым условием.

Опыт проведения расчетов показывает, что переходные процессы в двигательной нагрузке оказывают решающее влияние на изменение режимов работы ГУ, их устойчивость, а также возможность или невозможность сохранения в работе в различных схемно-режимных условиях, особенно применительно к вопросу выделения энергорайона в островной режим работы действием МДА.

Применение математических моделей СД и АД не вызывает затруднений. Требуется значительно больше времени и внимания на получение и обработку исходной информации о составе и параметрах промышленной нагрузки, т.е. технологических особенностях приводимых во вращение механизмов.

При анализе переходных процессов в сетях напряжением 220–750 кВ нагрузка в расчетах, если нет возможности моделировать сети напряжением 0,4–110 кВ, может быть представлена статическими характеристиками $P_{\rm H}(U, f)$, $Q_{\rm H}(U, f)$, т. е. так же, как в расчетах установившихся режимов. Это допустимо, так как рассматриваемые возмущения происходят в сетях напряжением 220–750 кВ, следовательно, они электрически удалены от распределительных сетей,

доходя до них ослабленными и сглаженными из-за влияния объектов РГ, СКРМ, а также параметров электросетевого оборудования [336].

Однако, замена динамических характеристик нагрузки основных электроприемников статическими при выполнении расчетов электромеханических переходных процессов в сетях промышленных энергорайонах с ГУ объектов РГ в общем случае недопустима [279].

Если расчеты выполняются для распределительных сетей, к которым подключены объекты РГ, то возмущения [337] приложены в полной мере и к ГУ, и к электроприемникам. Причем электроприемники на разных секциях, разделенные трансформаторами, токоограничивающими реакторами и пр. испытывают воздействия с разной степенью интенсивности. Поэтому процессы нарушения динамической устойчивости, выбеги и самозапуски электродвигателей у разных групп электроприемников протекают по-разному и оказывают на ГУ объектов РГ неодинаковое влияние.

Поэтому для проведения расчетов электромеханических переходных процессов в сетях, в которых работают ГУ объектов РГ, требуется, чтобы расчетная схема и число элементов, моделирующих узел нагрузки, а также используемые уравнения и входящие в них параметры были адекватны особенностям схемы и решаемой расчетной задаче.

Статические приемники активной мощности: освещение, нагревательные установки, кондиционеры, печи и пр. – могут быть объединены в небольшое число устройств и для всех расчетов (установившихся и переходных режимов) могут быть представлены своими статическими характеристиками активной мощности нагрузки по напряжению $P_{cr}(U)$. В большинстве случаев эти характеристики очевидны, но в нестандартных случаях (печи, различные по своим принципам действия и пр.) целесообразно натурное проведение измерений $P_{cr}(U)$. У статических приемников активной мощности обычно коэффициенты мощности близки к единице, потому зависимости $Q_{cr}(U)$ не существенны. Статические характеристики активной и реактивной мощности нагрузки по частоте $P_{cr}(f)$, $Q_{cr}(f)$ для статических электроприемников, исходя из практического опыта, могут не учитываться при проведении рассматриваемых видов расчетов.

Статические приемники/генераторы реактивной мощности (шунтирующие реакторы, батареи статических конденсаторов) не нерегулируемые на протяжении расчетных интервалов времени, могут быть представлены известными зависимостями по напряжению и частоте. Статические приемники/генераторы реактивной мощности с быстродействующим регулированием

(СТАТКОМ, СТК, ДКРМ, ДКПН) могут быть описаны статическими характеристиками по напряжению и частоте, вытекающими из их алгоритмов регулирования, при допущении безынерционности управления, а также с учетом ограничений по выдаче/потреблению реактивной мощности.

Синхронные двигатели (СД) и синхронные компенсаторы должны моделироваться индивидуально, но очевидна возможность замены группы однотипных машин одной эквивалентной машиной суммарной мощности.

В общем случае эквивалентирование любых электроприемников возможно при близости их параметров, если они подключены к одним и тем же или к электрически близким шинам, не разделяющимся в рассматриваемых переходных процессах (например, при отключении секционного выключателя).

Если СД в расчетах переходных процессов могут переходить в асинхронный режим (AP), то основным становится корректный учет алгоритмов работы и параметров настройки имеющихся устройств автоматики СД и прилегающей сети: например, автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) или других устройств, действующих на отключение СД или его развозбуждение.

Асинхронные двигатели (АД) являются самым широко распространенным приводом переменного тока, однако имеются значительные трудности с их отражением в расчетных моделях, с учетом всего их разнообразия, по причинам не столько вычислительным, сколько организационным, связанным с трудностями получения их корректных параметров. Выбор, какие АД необходимо учитывать индивидуально, а какие нет, зависит от их влияния на рассматриваемые переходные процессы. Индивидуальное моделирование (первая ступень) позволяет достигнуть наивысшей точности в расчетах, при этом, эквивалентирование групп АД (вторая ступень), при отсутствии значительных различий в их параметрах – допустимо, но с потерей точности.

У АД, принадлежащих к этим двум ступеням точности расчетов, наиболее важными параметрами являются те, которые характеризуют условия прямого пуска и статической устойчивости:

- механическая постоянная инерция, вместе с приводимым механизмом;

 – зависимость момента сопротивления (в долях номинального момента АД) от скорости вращения (в долях номинальной);

- пусковой вращающий момент и пусковой ток (в долях номинальных);

максимальный момент (в долях номинального) и критическое скольжение.
Электрические параметры схемы замещения АД могут быть вычислены по указанным выше и паспортным данным [327].

Третья ступень точности – упрощенное эквивалентирование АД, когда определяется только их суммарная активная мощность, а параметры эквивалентного АД принимаются усредненными, в виде обобщенной модели нагрузки. Это допустимо, применительно к АД 0,4 кВ, при проведении расчетов переходных процессов с анализом возмущений в сетях напряжением 6–35 кВ.

Важно отметить, что в действительности напряжение на шинах группы АД сохраняется и после их отключения от сети (если нет КЗ), плавно снижаясь в течение десятых долей секунды или даже нескольких секунд. Это обстоятельство может быть существенно при рассмотрении условий работы пусковых органов устройств автоматики, включая МДА, поэтому его следует учитывать при выполнении расчетов и анализе действий устройств автоматики.

В большинстве ПК расчетов режимов для АД используются уравнения, не учитывающие электромагнитные переходные процессы, а только электромеханические. Это обусловлено тем, что основные задачи, для которых эти программные комплексы создавались – устойчивость и переходные процессы генераторов, которые не требуют учета остаточных напряжений АД. Но поскольку обычные модели синхронных машин учитывают электромагнитные переходные процессы, ПК позволяют, применяя стандартную модель синхронной машины, задать параметры СД так, чтобы получить эффект моделирования АД, с учетом электромагнитных переходных процессов, и правильно воспроизводить остаточные напряжения на шинах [327].

В энергорайонах со значительной долей в составе нагрузки промышленных электроприемников нередко главные роли в переходных процессах принадлежат факторам, которые характеризуют сети внутреннего электроснабжения и технологическую автоматику промышленного производства, а именно:

 устройства частотно-регулируемого привода или устройства плавного пуска на электродвигателях вместо применения прямого пуска;

 автоматика управления пуском/остановом электродвигателей по электрическим и технологическим параметрам (в том числе ABP двигателей);

 автоматика повторного пуска двигателей после кратковременного перерыва электроснабжения, вырабатывающая команды на последовательные пуски двигателей по жесткой временной программе или по факту восстановления напряжения после предыдущего пуска; – технологическая блокировка, отключающая одни электроприемники при прекращении работы других;

 защита минимального напряжения, имеющая, как правило, 2 группы уставок по времени для неответственных и ответственных электроприемников;

 магнитные пускатели 0,4 кВ, не защищенные от кратковременных провалов напряжения, что при внешних КЗ приводит к самоотключению пускателей и, соответственно, к отключению электроприемников.

При анализе результатов расчетов режимов возможно ориентироваться на задаваемые потребителями (для каждого из особо ответственных электроприемников) величины критического времени перерыва электроснабжения, т.е. максимального времени полного перерыва электроснабжения, при котором не возникает опасности для людей, риска повреждения оборудования и значительного брака производимой продукции.

Под сетями внешнего электроснабжения энергорайона подразумеваются, во-первых, узлы прилегающей сети, питающиеся от тех же ПС, что и рассматриваемые энергорайоны с объектами РГ (параллельные нагрузки), и, во-вторых, сети более высоких классов напряжения.

Общие требования к моделированию «параллельных нагрузок», например, сторонних потребителей, не зависят от вида собственника электроприемников и поэтому не отличаются от требований к моделированию нагрузки рассматриваемого энергорайона. Однако, при подготовке к расчетам именно моделирование «параллельных нагрузок» дается с еще бо́льшим трудом, так как требуется больше времени на получение и обработку исходной информации о составе и параметрах нагрузки, включая ее технологические особенности.

Если в «параллельных нагрузках» отсутствуют СД и если преодоление трудностей моделирования требует существенных затрат времени и средств, то эффективно проверить контрольными расчетами, влияют ли процессы в «параллельной нагрузке» на результаты расчетов или нет. Контрольные расчеты выполняются для наиболее существенных возмущений, с целью сравнения полученных результатов, различающихся составом «параллельной нагрузки», представленной обобщенной моделью, где доля АД в суммарной нагрузке задается в двух вариантах: 20 % и 80 %. Если основные результаты существенно не меняются (характер протекания переходных процессов и параметры режима), то можно полагать, что для моделирования «параллельной нагрузки» можно применять обобщенные параметры со средней долей АД – 40 %.

Для энергорайона те части энергосистемы, которые относятся к сетям более высоких классов напряжения и являются источником внешнего электроснабжения, напряжение и частота которых не зависят от процессов в энергорайоне, моделируются как ШБМ. Эти шины легко вводить в расчеты, но определить правильное положение ШБМ в расчетной схеме бывает сложно.

При подготовке расчетной схемы распределительной сети с энергорайоном, как объектом моделирования, целесообразно поступать следующим образом. В расчетную схему необходимо ввести узлы всех близких электростанций (суммарная мощность учитываемых электростанций должна многократно превышать нагрузку энергорайона) и, по крайней мере, те ЛЭП и силовые трансформаторы, которые связывают эти электростанции с рассматриваемой распределительной сетью. Эти связи можно показывать упрощенно, разнося промежуточные нагрузки по соседним узлам, и описывая эти нагрузки обобщенными статическими характеристиками [327].

Более подробно особенности математического моделирования электроприемников в энергорайонах с объектами РГ в установившихся и переходных режимах рассмотрены в Приложении 3.

3.10 Структурная схема разработанного способа реализации МДА

Разработан новый способ реализации МДА, позволяющий осуществлять выделение энергорайонов с объектами РГ в островной режим работы, который действует как превентивно по параметрам режима (отклонения частоты, напряжения), так и в случае непреднамеренного выделения энергорайона (в результате КЗ; без КЗ). Данное техническое решение обладает повышенным быстродействием (0,1–0,2 с) с реализацией УВ на ОН (0,2–0,5 с), позволяя произвести выделение энергорайона с дефицитом активной мощности до 60 %, обеспечив надежную работу ГУ и электроприемников потребителей [338].

На рисунке 3.18. представлена разработанная структурная схема МДА.

В блок пусковых органов (БПО) МДА поступают измеренные в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона частота, напряжения и мощности, а также информация о положении коммутационных аппаратов связи с энергосистемой, ГУ, нагрузки (ЛЭП и трансформаторов сети внутреннего электроснабжения). С учетом внедрения информационных систем в ряде случаев эта информация может поступать из SCADA – систем, а также систем телемеханики, предназначенных для управления режимом сети внешнего и

внутреннего электроснабжения.



Рисунок 3.18 - Структурная схема МДА энергорайона с объектами РГ

В БПО производится анализ режимных параметров и состояния сети внешнего и внутреннего электроснабжения, которые необходимы для точной идентификации режима работы энергорайона. С выхода БПО на вход блока хранения результатов моделирования и выбора варианта противоаварийного управления (БХРМиПАУ) выдается информация о текущем режиме работы энергорайона. В соответствии с результатами идентификации режима в БХР-МиПАУ осуществляется выбор варианта противоаварийного управления (на первом этапе используется алгоритм ПАУ II-ДО, с последующим возможным переходом на І-ДО и І-ПОСЛЕ). Использование алгоритма І-ПОСЛЕ, который имеет в своем составе I-ДО, и производит дополнительный расчет и выдачу корректирующих УВ, после реализации первичных УВ, позволяет обеспечить оптимальное ПАУ, что особенно актуально для энергорайонов с объектами РГ. При этом, с выхода БХРМиПАУ в БПО поступает информация об использовании необходимого состава пусковых органов (ПО) для реализации функций МДА и уставки для выбранных ПО, а также допустимое время срабатывания МДА и реализации УВ. Дополнительно, с выхода БХРМиПАУ в решающий блок (РБ) поступает информация о составе, объемах и местах реализации УВ. В РБ, кроме того, поступает информация от устройств КПР, что позволяет оценить предаварийный режим работы энергорайона по генерации и электропотреблению, что необходимо, в том числе, для реализации алгоритма блокировки выделения энергорайона (контроль располагаемой мощности; величина аварийной и технологической брони и т.п.). При срабатывании ПО через РБ соответствующие управляющие сигналы передаются на вход блока выдачи управляющий воздействий (БВУВ), который реализует:

– УВ на выделение энергорайона, в соответствии выбранным вариантом противоаварийного управления;

– УВ на изменение конфигурации сети внутреннего электроснабжения, а, при необходимости, и внешнего (подготовка к синхронизации энергорайона);

– УВ на загрузку и пуск неработающих ГУ на объектах РГ энергорайона (выбирается оптимальный вариант пуска ГУ, с учетом располагаемой мощности, технологического минимума нагрузки, маневренных характеристик и т.п.);

– УВ на изменение алгоритмов или уставок АРВ ГУ;

– УВ на изменение состояния регулируемых СКРМ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона;

- УВ на разгрузку и отключение ГУ объектов РГ;

 УВ на отключение нагрузки в сети внутреннего электроснабжения с учетом особенностей технологического цикла промышленного предприятия и значимости конкретных электроприемников;

– другие УВ, в том числе реализующие процесс восстановления параллельной работы энергорайона с энергосистемой после ликвидации аварии.

В соответствии со структурной схемой БВУВ реализует заданный вариант ПАУ, обеспечивая при этом надежное функционирование электроприемников потребителей (особенно, двигательной нагрузки) в сети внутреннего электроснабжения энергорайона [339, 340].

3.11 Выводы по ГЛАВЕ 3

1. Делительную автоматику, позволяющую реализовывать успешное выделение энергорайона с объектами РГ в островной режим работы, в случаях возникновения в энергосистеме аварийных условий (с КЗ; без КЗ), для обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных электроприемников следует рассматривать как многопараметрическую, т.к. она содержит различные пусковые органы, выбор которых осуществляется на этапе проектирования.

2. Выявлены возможные ограничения на применение МДА, связанные с особенностями систем АРЧВ и параметрами настройки устройств РЗ ГУ объектов РГ, а также показаны особенности схемно-режимных ситуаций, сопровож-

дающихся понижением частоты и напряжения (плавное снижение; провал), как перед выделением, так и после выделения энергорайона в островной режим.

3. Обосновано, что проектирование МДА должно осуществляться для конкретного энергорайона, с учетом состава генерирующих мощностей на объектах РГ и нагрузки, основываясь на анализе результатов комплексных расчетов режимов в различных схемно-режимных условиях. Это позволяет произвести обоснованный выбор пусковых органов, алгоритмов работы МДА, УВ, их объемов и мест реализации для каждой возможной схемно-режимной ситуации.

4. В процессе проектирования МДА необходимо производить оценку возможности как успешного выделения энергорайона, так и обеспечения надежного электроснабжения потребителей в островном режиме работы, с учетом рассмотренных особенностей.

5. Основным показателем эффективности МДА служит минимально необходимый объем реализации УВ на ОН, требуемый для обеспечения успешного выделения энергорайона в островной режим работы, что в значительной степени зависит от ее быстродействия, особенно при глубоких провалах напряжения перед выделением. Время работы МДА от начала возмущения в сети внешнего электроснабжения рассматривается как допустимое, если в энергорайоне не отключаются ГУ и не возникает лавины напряжения.

6. На основании результатов расчетов доказано, что приемлемое быстродействие МДА с учетом ОН можно получить в случае, если начальный дефицит активной мощности в энергорайоне не превышает 60 %. В энергорайонах с меньшими суммарными мощностями ГУ на объектах РГ целесообразно рассматривать вопрос выделения в островной режим лишь некоторой совокупности особо ответственных электроприемников.

7. Обосновано, что чем меньше покрытие реактивной нагрузки выработкой от ГУ объектов РГ в режиме перед выделением, тем больше вероятность того, что дефицит мощности окажется выше критического и в результате срабатывания МДА в энергорайоне возникнет лавина напряжения, сопровождающаяся массовым отключением нагрузки, а частота при этом повысится.

8. Корректное выполнение комплексных расчетов режимов (включая вариантные расчеты электромеханических переходных процессов) в сети внешнего электроснабжения, энергорайоне и в нагрузке невозможно без правильного учета состава и параметров нагрузки (соотношения между двигательной и статической), оказывающих существенное влияние на принимаемые технические решения по алгоритмам работы и параметрам настройки МДА. 9. Предложена структурная схема МДА энергорайона с объектами РГ, позволяющая обеспечить реализацию успешного выделения энергорайона с объектами РГ и надежное электроснабжение потребителей энергорайона в островном режиме, отказавшись от дополнительного ОН, сверх начального дефицита активной мощности, с целью минимизации ущербов у потребителей.

10. Целесообразно на первом этапе реализации МДА использовать алгоритм ПАУ II-ДО, с последующим возможным переходом на I-ДО и I-ПОСЛЕ. Применение алгоритма I-ПОСЛЕ, имеющего в своем составе I-ДО, позволяет производить дополнительный расчет и выдачу корректирующих УВ после реализации первичных УВ, обеспечивая оптимальное ПАУ.

11. Разработанный способ реализации МДА энергорайонов с объектами РГ, отличается тем, что предусматривает наличие необходимого набора пусковых органов (частота; напряжение; реактивная мощность и ее направление; положение коммутационных аппаратов), действует как превентивно по параметрам режима, так и в случае непреднамеренного выделения (с K3; без K3), обладает повышенным быстродействием выделения (0,1–0,2 с) и реализации УВ на отключение нагрузки (0,2–0,5 с), имеет блокирующие алгоритмы, обеспечивает надежное выделение энергорайона с дефицитом активной мощности до 60 %.

ГЛАВА 4 Способ расширения области допустимых режимов генерирующих установок объектов РГ в различных схемно-режимных условиях

4.1 Вводная часть

Строительство объектов РГ в России производится в основном предприятиями различных отраслей промышленности, с применением на них ГПУ, ГТУ и ДГУ зарубежных заводов-изготовителей. Это связано с тем, что данные ГУ имеют, как правило, более высокие показатели надежности (коэффициент готовности; среднее время между вынужденными отключениями), больший общий ресурс и межремонтный период, а также лучшие технико-экономические показатели по сравнению с ГУ отечественного производства [84].

Однако, данные ГУ оснащены устройствами РЗ, АРЧВ и АРВ, которые соответствуют требованиям национальных стандартов тех зарубежных стран, где они произведены, и имеют свои особенности, которые определяют характер протекания переходных процессов и параметры анормальных режимов. К таким особенностям можно отнести, например, максимально допустимое время ликвидации КЗ ($T_{K3} \le 0,15$ с), допустимость выделения энергорайона с ГУ объекта РГ в островной режим работы, принципы резервирования основных защит сети, допустимый состав нагрузки в энергорайоне и другие [193].

В технической документации на ГУ отдельные зарубежные заводыизготовители указывают следующие параметры настройки устройств РЗ ГУ, действующие на отключение генераторного выключателя, если в течение 200 мс во всех трех фазах напряжение 110 % или ниже 90 % от номинального. У других заводов-изготовителей уставки по времени срабатывания устройств РЗ при снижении напряжения несколько выше (до 5 с), однако, с учетом времени срабатывания резервных защит элементов прилегающей сети, особенно уставок срабатывания защит дальнего резервирования, избежать отключений ГУ на объектах РГ не представляется возможным [235, 341-343].

Зарубежные заводы-изготовители ГПУ выбирают следующие параметры настройки устройств РЗ ГУ, действующие на отключение генераторного выключателя, если в течение 200 мс частота выше 51,5 Гц или ниже 49 Гц. Другие заводы-изготовители ГПУ предусматривают отключение ГУ при повышении частоты выше 55 Гц в течение 4 с, а при снижении частоты ниже 47,5 Гц в течение 2 с [344]. Важно отметить, что при переходе ГУ или объекта РГ от режима параллельной работы с энергосистемой к островному (с избытком или дефицитом активной мощности), в случае возникновения нормативных возмущений [337], а также в процессе работы в островном режиме, кратковременные отклонения частоты могут быть более значительными, чем вышеуказанные уставки устройств РЗ [345-347].

Кроме того, циклы КЗ – автоматическое повторное включение, ABP и связанные с ними самозапуски двигательной нагрузки, составляющие подавляющее большинство случаев кратковременного снижения напряжения, относятся к провалам или прерываниям напряжения. В целом ряде случаев уставки устройств РЗ ГУ не отстроены от их параметров срабатывания и приводят к отключениям ГУ.

Кратковременные отклонения параметров режима (частота; напряжение), которых бывает достаточно для отключения ГУ устройствами РЗ, могут возникать, помимо режима КЗ, и в других схемно-режимных ситуациях – выделение в островной режим с дефицитом мощности; пуск группы электродвигателей; отключение крупных электроприемников или их групп [348].

Стремление зарубежных заводов-изготовителей ГУ максимально защитить свою продукцию от длительного влияния всевозможных анормальных режимов, которые могут возникать в процессе эксплуатации, тем самым избегая претензий покупателей по качеству ГУ, понятно. Однако, указанные подходы сужают для ГУ область допустимых режимов (ОДР), вызывая их излишние отключения при правильных действиях устройств РЗ в прилегающей сети [254], тем самым создавая для технологических процессов промышленных предприятий аварийные условия и приводя к существенным финансовым ущербам [44].

Важно отметить, что уставки устройств РЗ конкретной ГУ задаются заводами-изготовителями и не подлежат изменению без согласования в течение всего гарантийного срока эксплуатации. При самовольном изменении уставок собственником ГУ гарантийные обязательства заводом-изготовителем снимаются в одностороннем порядке.

В рассматриваемых условиях требуется провести выбор одного или нескольких экономически обоснованных технических решений, реализация которых позволила бы существенно снизить количество излишних отключений ГУ при возмущениях с кратковременными отклонениями частоты и напряжения для снижения величины ущерба у потребителей [86, 349].

В данной главе рассмотрены вопросы эффективности применения таких

решений с целью расширения ОДР работы ГУ объектов РГ в различных схемно-режимных условиях.

4.2 Анализ особенностей технических решений

Альтернативой изменению уставок устройств РЗ ГУ может быть реализация организационных и технических мероприятий в прилегающих распределительных сетях для снижения глубины и длительности провалов напряжения. Примерами таких мероприятий могут быть: поддержание в нормативном техническом состояния оборудования электросетевых объектов, изменение топологии электрической сети (размыкание секционных и шиносоединительных выключателей на подстанциях и т.п.), модернизация первичного оборудования (переход с ВЛ на КЛ; применение высоковольтных выключателей с меньшим собственным временем отключения; совершенствование системы грозозащиты; установка токоограничивающих устройств или разделительных трансформаторов и т.п.), техническое перевооружение устройств РЗ и сетевой автоматики (применение быстродействующих основных и резервных защит, быстродействующих АВР и АПВ или АПВ с контролем синхронизма и т.п.) [350-352].

Однако, учитывая то, что характеристики провалов и прерываний напряжения не устанавливаются в договорах с сетевыми компаниями, ввиду отсутствия их регламентированных значений в нормативно-технических документах, то у сетевых компаний юридической ответственности не возникает, а, следовательно, соответствующие мероприятия ими не планируются и не реализуются.

Поэтому, наиболее реальной альтернативой, которую может реализовать собственник объекта РГ на самом объекте РГ – это применить накопитель электрической энергии (НЭЭ), чтобы своевременно выводить параметры режима работы ГУ из зоны, в которой возможны излишние их отключения при кратковременных отклонениях параметров режима (частоты; напряжения).

Выбор технических характеристик НЭЭ необходимо производить с учетом следующих условий и факторов:

– НЭЭ должен не только содействовать нормализации параметров режима ГУ сразу после возмущения, предотвращая излишние отключения ГУ, но и способствовать восстановлению нормальной работы электродвигателей после КЗ и других нарушений в сетях внутреннего электроснабжения энергорайона;

 поскольку НЭЭ будет влиять на режимы работы всего энергорайона, а это потребует значительной его мощности, то технически и экономически целесообразно реализовывать дополнительно и локальные мероприятия: автоматическое ограничение суммарной мощности электродвигателей, одновременно участвующих в самозапусках, применение автоматики повторных пусков электродвигателей, замена прямых пусков на частотные пуски и др.;

– проверки возможности излишних отключений ГУ устройствами РЗ должны выполняться для всех возмущений, имеющих в данных конкретных условиях значимую вероятность, причем не только для самых худших случаев (трехфазные КЗ, близкие к ГУ), но и для удаленных КЗ и других возмущений (в частности, НАПВ на связях, удаленных от ГУ; набросы/сбросы нагрузки);

 целесообразно проведение проверок срабатывания устройств РЗ ГУ при несимметричных возмущениях и, соответственно, в условиях аварийной и послеаварийной несимметрии напряжений.

Объемы расчетов при проектировании интеграции НЭЭ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона полностью зависят от конкретных условий. Предложенные в главе примеры анализа различных схемно-режимных ситуаций, требующих применения НЭЭ, и выводы, сделанные на основании этих расчетов, могут служить основой для принятия проектных решений в рассматриваемых энергорайонах, но не заменяют последние.

Требования к формированию и реализации УВ на НЭЭ, направленные на нормализацию режима работы ГУ, должны учитывать следующее:

 необходим быстрый ввод УВ, с временем исполнения до 30 мс, по схемно-режимным условиям, свидетельствующим о возникновении режима, в котором возможно отключение ГУ устройствами РЗ;

 ввод УВ, пока не ликвидировано многофазное КЗ мало эффективен, особенно при близких КЗ;

 при необходимости, с учетом параметров и характера переходного процесса, может потребоваться повторная реализация УВ с пуском по отклонению контролируемого параметра, например, снижению напряжения;

– мощность, выдаваемая НЭЭ в переходном процессе, задается и реализуется при текущей частоте, т.е. управление частотой выдаваемого тока – ведомое, а не ведущее, для исключения усложнения системы управления инверторами НЭЭ [276].

4.3 Применение НЭЭ в энергорайонах с объектами РГ

Рассмотрим применение мощных НЭЭ с быстродействующей системой

автоматического управления (САУ), предназначенных для выдачи активной и реактивной мощности в аварийных и послеаварийных режимах, когда переход к независимому управлению выдачей активной и/или реактивной мощности может в первом приближении рассматриваться как мгновенный.

Целесообразность применения НЭЭ определяется экономическими факторами: они дороги, но высокоэффективны для электроснабжения производств с жесткими требованиями к надежности электроснабжения особо ответственных электроприемников и значительными ущербами от кратковременных нарушений электроснабжения производственных процессов⁴.

В островном (автономном) режиме работы энергорайонов применение НЭЭ целесообразно в следующих случаях:

 при аварийном отключении объекта РГ – на время, необходимое для восстановления нормальной схемы электроснабжения или безаварийного останова производственного процесса;

 для снятия локальных перегрузок элементов сети внутреннего электроснабжения при экстраординарных максимумах нагрузки (при резком изменении метеоусловий, аварийных отключениях элементов сети и т.п.);

 в качестве источника электроснабжения, позволяющего осуществлять пуск электростанции «с нуля» после ее внезапного останова из-за аварии в сети внешнего электроснабжения;

 для питания особо ответственных электроприемников во время паузы сетевых АПВ и АВР (в составе динамических компенсаторов прерываний напряжения);

 в качестве средства предотвращения лавины напряжения при возникновении большого дефицита мощности в энергорайонах с большим сосредоточением двигательной нагрузки.

При выработке стратегии реализации УВ от устройств ПА с применением НЭЭ целесообразно проанализировать следующие факторы:

при принятии проектных решений по ПАУ в островном (автономно)
режиме работы энергорайона с объектом(-ами) РГ и НЭЭ, решающее значение
может иметь оптимальное распределение УВ между разными объектами управления;

⁴ Поскольку наиболее частыми являются именно кратковременные нарушения электроснабжения электроприемников потребителей, рентабельность применения НЭЭ и других противоаварийных мер часто определятся статистикой таких нарушений и ущербами от них.

 использовать УВ на выдачу активной мощности НЭЭ при незначительных кратковременных отклонениях или малых снижениях частоты нецелесообразно;

– в режиме КЗ, близкого к шинам электроприемников, НЭЭ не может нормализовать напряжение, так как для этого требуется значительно большая его мощность, при этом улучшить электроснабжение возможно, существенно уменьшив время ликвидации КЗ (отключение поврежденного элемента сети);

при нормализации работы электродвигателей после кратковременного возмущения нужно обращать внимание на переходные процессы у синхронных двигателей (СД). Их устойчивость может быть нарушена даже при небольших кратковременных провалах напряжения (особенно, если СД работают с отключенными устройствами АРВ и с коэффициентами мощности близкими к единице). Их асинхронный режим может быть затяжным и вызывающим значительные пульсации напряжения. Все противоаварийные меры, улучшающие параметры асинхронного режима СД, могут быть полезными: гашение поля СД для облегчения его ресинхронизации, отключение от сети, если вероятность ресинхронизации мала. Однако, все УВ должны быть обоснованы предварительными расчетами режимов и давать реальные эффекты от их реализации [353, 354].

В задаче расширения ОДР ГУ объектов РГ рассмотрен вопрос применения комбинированного НЭЭ, состоящего из суперконденсатора и литий-ионной аккумуляторной батареи (Li-ion). Данное техническое решение, учитывая международный опыт, позволяет, оптимизируя стоимость комбинированного НЭЭ, обеспечить необходимые характеристики по скорости и длительности (до 10 – 30 с) выдачи/потребления мощности.

Суперконденсаторы – это усовершенствованные конденсаторы, работающие на постоянном напряжении и имеющие высокую плотность заряда благодаря выбору конструкции и специальной обработке материала электродов, срок службы которых значительно выше, чем у традиционных. Большая емкость суперконденсаторов (около нескольких фарад) позволяет накапливать значительную энергию, которая может быть выдана в нужный момент времени в виде больших токов. При этом, суперконденсаторы относятся к группе накопителей короткого времени, вместе с маховиками и СПИН, однако являются более компактными и простыми в обслуживании [355].

Аккумуляторные батареи (АБ) большой мощности находят свое применение в электроэнергетике в качестве НЭЭ для сглаживания колебаний мощно-

сти генерации на основе ВИЭ, управления перетоками мощности, а также снижения амплитуды колебаний мощности. Наиболее широкое применение получили свинцово-кислотные, никель-кадмиевые и литий-ионные АБ [356].

Подключение НЭЭ к шинам генераторного напряжения объекта РГ предусматривается через двухмостовой обратимый преобразователь (выпрямитель – инвертор). Широкое распространение получили обратимые трехфазные преобразователи на основе силовых полупроводниковых вентилей с буферными вентилями в нулевом проводе, которые, в зависимости от углов управления, позволяют работать преобразователю в режиме выпрямителя или инвертора.

Для решения поставленной задачи необходимо использование двухпараметрического управления мощностью НЭЭ, которое подразумевает наличие двух параметров (активная/реактивная мощность) с возможностью их независимого изменения. В этом случае преобразователь обеспечивает независимое управление отдельными полупроводниковыми вентилями (группами вентилей) для реализации раздельного регулирования [357].

Для реализации двухпараметрического управления выдаваемой и потребляемой НЭЭ мощностью существует несколько схем преобразователей, например: шестифазная схема с нулевым выводом и уравнительным реактором, мостовая схема и др., в которых используются двухоперационные (полностью управляемые или запираемые) вентили, способные коммутировать высокие значения токов на напряжении 6–20 кВ (например, современные биполярные транзисторы с изолированным затвором – IGBT и МОП–транзисторы) [358].

Коммутации вентилей в преобразователе приводят к появлению высших гармоник в сети внутреннего электроснабжения энергорайона, при этом уровень помех зависит от величины коммутируемого тока. Как известно, высшие гармонические составляющие оказывают негативное воздействие практически на все виды применяемого первичного и вторичного электрооборудования. В связи с этим при проектировании интеграции НЭЭ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона необходимо определить влияние режима работы полупроводникового преобразователя при обмене мощностью между НЭЭ и сетью на уровень искажения синусоидальности напряжения, и, соответственно, определить необходимость установки фильтров высших гармоник.

4.4 Предотвращение отключений ГУ при провалах напряжения в режиме параллельной работы с энергосистемой

Подключение НЭЭ к шинам генераторного напряжения 6–10кВ объектов РГ, позволяет решать задачу введения напряжения на шинах ГУ в допустимую область, предотвращая их отключения устройствами РЗ при снижении напряжения на выводах

$$U_{\min} < U < U_{\max}$$

где U_{\min} и U_{\max} – уставки устройств РЗ ГУ.

Поставленная задача должна решаться за время, которое меньшее выдержки времени указанной защиты. Для выполнения имитационного моделирования приняты в качестве основных расчетных вариантов – трехфазные КЗ в разных точках сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, в том числе вблизи шин объекта РГ.

4.4.1 Оценка целесообразности повышения напряжения в процессе ликвидации КЗ

Проведем анализ целесообразности повышения напряжения на выводах ГУ объекта РГ в процессе ликвидации КЗ. Возможность реализовать УВ на НЭЭ, чтобы повысить напряжение несмотря на продолжающееся КЗ, принципиально имеется, но практически неэффективна по двум основным причинам:

 требуется выдача кратно большей реактивной мощности – больше, чем мощность КЗ в рассматриваемом узле;

– выдача реактивной мощности в процессе ликвидации КЗ может существенно повысить величину отключаемого КА тока КЗ, что, либо недопустимо, по причине недостаточной отключающей способности, либо приведет к ускоренному нежелательному исчерпанию коммутационного ресурса.

На упрощенной однолинейной схеме (рисунок 4.1*a*) показан узел сети, обозначенный напряжением U, через который проходит ток трехфазного КЗ; левая ветвь – эквивалент всех генераторов, включая ГУ сети внешнего электроснабжения и объекта РГ. Но второй схеме (рисунок 4.1*б*) на режим КЗ накладывается реактивный ток $I_{\rm YB}$ от НЭЭ, представленного как источник тока.

Часть этого тока (ξI_{yB}) проходит через сопротивление kX_{κ} , повышая напряжение U на ΔU , что и требуется, но также повышая отключаемый ток, что нежелательно или недопустимо. Активные сопротивления при этом можно не

учитывать, рассматривая только реактивную составляющую тока.



Рисунок 4.1 – Упрощенная однолинейная схема: ток трехфазного КЗ (*a*), на режим КЗ накладывается реактивный ток *I*_{УВ} от НЭЭ (*б*)

В рассматриваемой схеме (рисунок 4.16) $U = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa} \cdot k \cdot X_{\kappa}$, $U + \Delta U = \sqrt{3} \cdot (I_{\kappa} + \xi I_{\text{YB}}) \cdot k \cdot X_{\kappa}$. Переходя к относительным значениям напряжения $u = U/U_{\text{ном}}$ и к значениям мощностей вместо токов (реактивной мощности НЭЭ Q_{YB} и мощности короткого замыкания S_{K3}), получаем:

$$Q_{\rm YB} = \frac{\Delta u}{u \cdot \xi} S_{\rm K3}.$$

Это означает, что при трехфазном КЗ низкое остаточное напряжение можно существенно повысить, только располагая мощностью $Q_{\rm YB}$, значительно превышающей мощность КЗ, что в общем случае не реализуемо для решения практических задач. Увеличение фактической мощности КЗ для того, чтобы повысить напряжение на Δu , составит:

$$S_{\mathrm{K3}}^{\mathrm{\phi}\mathrm{a}\mathrm{KT}} = S_{\mathrm{K3}} \left(1 + \frac{\Delta u}{u \cdot \xi} \right),$$

где *S*_{K3} – расчетная величина по которой были выбраны КА.

Например, в схеме энергорайона с нагрузкой 20 МВт, приведенной ниже (рисунок 4.2), где $S_{\text{K3}} = 440 \text{ MB} \cdot \text{A}$, для того, чтобы повысить напряжение в процессе ликвидации КЗ со значения u = 0,22 на $\Delta u = 0,68$ при $\xi \approx 0,2$, нужно было бы располагать реактивной мощностью $Q_{\text{YB}} \approx 7920$ Мвар.

На основании изложенного можно сделать вывод, что управление напряжением за счет реализация УВ на НЭЭ эффективно только после ликвидации КЗ. Если длительности КЗ таковы, что устройства РЗ ГУ по снижению напряжения могут сработать во время КЗ, то выдача реактивной мощности от НЭЭ неэффективна и сокращение времени ликвидации КЗ посредством замены устройств РЗ и КА становится безальтернативным техническим решением.

4.4.2 Выдача реактивной мощности для управления напряжением

Управление напряжением в энергосистемах реализуется в основном в двух вариантах: регулирование, пропорциональное отклонениям текущего значения напряжения от заданного (с возможным применением других сигналов, в том числе пропорциональных производным некоторых параметров текущего режима по времени, что в рассматриваемой здесь задаче не принципиально); в виде дискретной форсировки с двумя уровнями выдачи реактивной мощности: нормальной и форсированной.

Точность управления напряжением в первом варианте гораздо выше, однако это в рассматриваемой задаче не существенно. Появление еще одного контура регулирования (САУ НЭЭ) может потребовать их общей перенастройки, чтобы ни в каких схемно-режимных условиях не возникала колебательная неустойчивость и обеспечивалось хорошее демпфирование колебаний при кратковременных возмущениях. Методы решения такой задачи давно известны и в теории, и на практике, но необходимости использования такого принципа регулирования в данной задаче не выявлено.

Простейшее управление реактивной мощностью НЭЭ по типу форсировки – это нулевая мощность в нормальном режиме и выдача максимальной мощности, если напряжение меньше заданной величины.

Форсированный режим может быть задан – при текущем напряжении НЭЭ и текущей частоте – либо величиной реактивного тока $I_{\rm YB}$, либо мощностью $Q_{\rm YB}$. Когда режим приближается к нормальному, следует снижать задание $I_{\rm YB}$, иначе вероятен заброс напряжения выше $U_{\rm max}$ (в конце самозапуска двигателей из-за значительного снижения суммарно потребляемого тока) со срабатыванием устройств РЗ ГУ по повышению U. Если же задается не $I_{\rm YB}$, а $Q_{\rm YB}$, то при повышении текущего U ток $I_{\rm YB}$ снижается без дополнительного управления и в приведенных расчетах электромеханических переходных процессов используется этот вариант реализации УВ. Для отображения работы НЭЭ в ПК «Мустанг» использован алгоритм статических характеристик нагрузки.

Снимать УВ на НЭЭ не следует, пока существует вероятность повторного торможения электродвигателей с соответствующим понижением напряжения. С другой стороны, когда большинство электродвигателей достигло нормальной скорости вращения, избыточная выдача реактивной мощности ведет к повышению напряжения, что нежелательно для электроустановок. На основании анализа результатов многочисленных расчетов, оптимальное напряжение снятия УВ приблизительно равно номинальному напряжению сети, в которой работают ГУ объекта РГ. В выполненных расчетах напряжение на шинах ГУ, соответствующее снятию УВ, равно 6 кВ.

Для оценки величины необходимого управления напряжением на рисунке 4.2 представлена упрощенная однолинейная расчетная схема энергорайона, в котором расположено промышленное предприятие с объектом РГ. В расчетной схеме однотипные ГУ заменены эквивалентом суммарной мощности.



Рисунок 4.2 – Упрощенная однолинейная расчетная схема энергорайона

Шины бесконечной мощности (ШБМ) отображают все внешние источники эквивалентной неизменной ЭДС за сопротивлением, соответствующим мощности КЗ. Электропотребление энергорайона – 20 МВт, суммарная мощность ГУ – 10 МВт. Состав нагрузки по суммарным потребляемым мощностям: доля СД в суммарной нагрузке – 10 %, доля АД – 62 %, статическая нагрузка (освещение, печи, сварка) – 28 %. Параметры эквивалентных АД различаются значениями отношений статического момента сопротивления к номинальному моменту: $M_{conp}/M_{Hom} = 0,2$ (у АД, составляющих 20 % их суммарного потребления), 0,4 (70 %) и 0,8 (10 %) соответственно. Суммарная номинальная мощность работающих ГУ в расчетах варьировалась. Реализация УВ осуществляется на НЭЭ, присоединенный к шинам ГУ в точке **В** (рисунок 4.2).

В основном варианте по составу нагрузки и при суммарной $P_{\Gamma V} = 10$ MBт (генераторы в предаварийном режиме загружены на 100 %) начальные значения периодических составляющих тока трехфазного КЗ: на шинах A_1 и $A_2 - 2,22$ кА, B - 2,31 кА, в точке B - 12,73 кА, мощность КЗ в A_1 и $A_2 - 423$ MBA.

Основные расчетные возмущения – трехфазные КЗ: в сети 6 кВ – в точке **В** наиболее сильные и для нагрузки, и для ГУ, и в сети внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ в точке **Б**; рассматриваются КЗ без отключения питающих линий электропередачи, длительность КЗ – 0,18 с; УВ вводится через 30 мс после ликвидации КЗ. Во всех расчетах самопроизвольные или от действия защит минимального напряжения отключения электроприемников не рассматриваются. Если в реальных расчетных условиях это иначе, то объемы УВ на отключение части нагрузки необходимо соответственно уменьшать.

Примеры переходных процессов при КЗ в точке *B* представлены на рисунках 4.3*a*,*б*,*в*,*г*: первый процесс – без УВ на НЭЭ, три следующих – с использованием одной и той же генерации $Q_{\rm YB} = 10$ Мвар, но с различной продолжительностью УВ после того, как напряжение достигнет 6 кВ.







Мвар; синими стрелками показано время Δt , в течение которого напряжение ниже U_{\min} .

Анализ результатов расчетов позволяет сделать вывод, что длительность УВ на НЭЭ (рисунки $4.36, \epsilon, \epsilon$) не оказывает существенного влияния на время Δt , если она не меньше продолжительности самозапуска основных электродвигателей в промышленной нагрузке.

Зависимость ΔU (величина мгновенного повышения U в момент реализации УВ на НЭЭ) от объема УВ ($Q_{\rm YB}$), как показано рисунке 4.4, близка к линейной и почти одинакова для разных составов нагрузки. Данная зависимость получена при $P_{\rm \Gamma Y} = 10$ МВт = 50 % $P_{\rm H\Sigma}$ для случая КЗ в точке **В** продолжительностью 0,18 с (в расчетах уменьшена $P_{\rm AZ\Sigma}$ – ремонтный режим нагрузки).



Рисунок 4.4 – Зависимость скачка напряжения ΔU от относительного объема УВ

Уменьшение времени Δt , благодаря рассматриваемому объему УВ на НЭЭ, в течение которого напряжение на шинах ГУ ниже U_{\min} , показано на рисунке 4.5 (D – суммарная мощность электродвигателей в составе нагрузки, %).



Рисунок 4.5 – Зависимость длительности срабатывания пускового органа устройства РЗ ГУ при снижении напряжения: от относительного объема УВ (*a*); от относительной суммарной мощности электродвигателей в составе нагрузки (б)

Данное уменьшение тем более заметно, чем больше располагаемая мощность $Q_{\rm YB}$. Здесь наибольший эффект в отношении Δt получается, когда $Q_{\rm YB}$ / $P_{\Gamma Y} \approx 0,4-0,5$; основными параметрами, влияющими на величину Δt , являются относительная мощность $P_{\Gamma Y} / P_{\rm H\Sigma}$ и мощность КЗ на шинах ГУ.

Выполняя расчетную проверку эффективности УВ, нужно иметь в виду, что величина Δt , измеренная по графику переходного процесса, зависит от того, как в каждом процессе накладываются изменения напряжения в ходе самозапуска электродвигателей на синхронные качания генераторов.

Незначительные изменения в этих компонентах переходного процесса могут создавать заметные изменения Δt . Нелинейности функций $\Delta t = f(Q_{\text{YB}})$, обусловленные указанным обстоятельством, видны на графике – рисунок 4.5*a*.

4.4.3 Учет самозапуска АД после ликвидации КЗ

Аналогичные переходные процессы получаются в том случае, когда без реализации УВ на НЭЭ обеспечить самозапуск части электродвигателей невозможно. Пример такого переходного процесса при $P_{\Gamma y} / P_{H\Sigma} = 50$ % показан на рисунке 4.6. При отсутствии УВ на НЭЭ группа АД с суммарной мощностью 4 МВт тормозится и останавливается, у второй группы той же мощности процесс самозапуска составляет более 10 с (рисунок 4.6*a*).

Ведение УВ на НЭЭ позволяет выбрать величину $Q_{\rm YB}$, достаточную, чтобы восстановление нормальной работы электродвигателей произошло за допустимое время. Последствия трехфазного КЗ длительностью 0,18 с на напряжении 6 кВ с отключением одного из двух трансформаторов 110/6 кВ показаны на рисунках 4.6 *б*–*г*, с разной величиной $Q_{\rm YB}$ / $P_{\Gamma Y}$.

Зависимость длительности управляющего воздействия ($T_{\rm YB}$) на НЭЭ и израсходованного количества электричества ($I_{\rm YB}$ · $T_{\rm YB}$, Ампер-секунды) от величины УВ для схемно-режимных условий, представленных на рисунках 4.6 δ –c, приведена на рисунке 4.7.

В рассмотренных выше переходных процессах УВ на выдачу реактивной мощности от НЭЭ вводилось после ликвидации КЗ через 30 мс, при этом время отклика НЭЭ для современных устройств составляет ≈ 5 мс. Однако приходится учитывать, что в случаях, когда КЗ происходит вне зоны, контролируемой системой автоматического управления (САУ) НЭЭ, быстрое получение достоверной информации о его ликвидации вызывает значительные трудности.



Рисунок 4.6 – Переходный процесс при трёхфазном КЗ и после его ликвидации: без УВ на НЭЭ (*a*), с УВ на НЭЭ (*б-г*), с разной величиной $Q_{\rm YB} / P_{\Gamma Y}$: 100 % (*б*), 50 % (*в*), 20 % (*г*)



Рисунок 4.7 – Зависимость длительности УВ на НЭЭ (*T*_{УВ}) и израсходованного количества электричества (*I*_{УВ}·*T*_{УВ}) от объёма УВ

В данном случае для фиксации момента возникновения КЗ остается использовать момент начала провала напряжения ниже заданной уставки. Для получения максимального эффекта от реализации УВ на НЭЭ, нужно вводить его

166

исходя из минимальной продолжительности КЗ для установленных устройств РЗ и КА, но с предварительной расчетной проверкой допустимости коммутации тока КЗ, с учетом тока подпитки от НЭЭ.

4.4.4 Определение необходимых объемов УВ на НЭЭ

На рисунке 4.8 представлены результаты расчетов необходимых объемов УВ при различных трехфазных КЗ в сети 6 кВ (провалы напряжения – почти до нуля, T_{K3} – до 2 с) в разных точках сети (принято, что КЗ происходят на варьируемых удалениях от шин ГУ и с варьируемой длительностью), при $P_{\Gamma Y}$ / $P_{H\Sigma} = 25$ %. Принято, что НЭЭ реализует УВ в заданном объеме Q_{YB} через 0,15 с после возникновения КЗ. Возмущения моделировались в схеме на рисунке 4.2, но в ремонтном ее состоянии, когда отключен один из двух трансформатор 110/6 кВ и включен секционный выключатель 6 кВ.



Рисунок 4.8 – График максимально допустимых длительностей трёхфазных КЗ в сети 6 кВ, при отсутствии УВ на НЭЭ при разных величинах $Q_{\rm YB}$

Интенсивность КЗ оценивается провалом напряжения на шинах ГУ в начале трехфазного КЗ:

$$\Delta U_{\mathrm{K3.0}} = 1 - U_{\mathrm{K3}} / U_{\mathrm{HOM}},$$

где $U_{\text{ном}} = 6,0$ кВ, длительность КЗ (T_{K3}).

Процесс считается удовлетворительным, если:

– устройства РЗ ГУ по снижению напряжения не срабатывают ни в процессе ликвидации КЗ, ни в переходном процессе после его ликвидации (в расчетах принято $U_{\min} = 90$ % от 6,3 кВ; выдержка времени 5 с); все электроприемники не отключаются, оставаясь в работе;

– перерыв в нормальной работе электроприемников не превышает 8 с.

На рисунке 4.9 представлен переходный процесс для варианта *А* на рисунке 4.8, предельно допустимый по управлению напряжением.



Рисунок 4.9 – Переходный процесс при трехфазном КЗ и после его ликвидации при $Q_{\rm YB} = 5$ Мвар, $\Delta U_{\rm K3\,0} = 0.91$, $T_{\rm K3} = 0.92$ с

Во всех вариантах расчетов плавная регулировка выдачи реактивной мощности НЭЭ не использовалась, хотя в некоторых случаях она может быть необходима, но исходя из полученных результатов имитационного моделирования, для рассматриваемой задачи она не является обязательной.

В конкретных условиях функционирования энергорайонов с объектами РГ постановка расчетных задач может изменяться. В основном это относится к алгоритмам работы и параметрам настройки устройств РЗ ГУ, алгоритмам управления отключениями/включениями электродвигателей, а также к конкретизации критериев, по которым определяется допустимость переходных процессов для ГУ объектов РГ и различных групп электроприемников, включая особо ответственных, относящиеся к основному технологическому процессу промышленного предприятия.

4.4.5 Оценка необходимых объемов УВ на НЭЭ

Основными факторами, от которых зависит необходимость УВ на НЭЭ и их объемы, – являются, прежде всего, состав нагрузки энергорайона и результирующая устойчивость электродвигателей переменного тока. Здесь подразумеваются как их собственные параметры, так и сопротивления связей с мощ-

ными внешними источниками, эквивалентная величина которых определяется величиной *S*_{K3}.

Последнее характеризует рисунке 4.10, где показано, как зависят предельно допустимые длительности трехфазных КЗ в ремонтной схеме энергорайона от предаварийного значения S_{K3} .

Предельно допустимые длительности трехфазных КЗ определяются из условия сохранения в работе всех ГУ, а также всех электроприемников, с ограничением продолжительности перерыва их нормальной работы величиной 8 с. В выполненных расчетах $P_{\rm H\Sigma} = 20$ МВт ($S_{\rm H} = 21,4$ МВА), суммарная величина генерации ГУ объектом РГ – 10 МВт.



Рисунок 4.10 – Графики предельно допустимых длительностей трехфазного КЗ при разных величинах *S*_{K3}. ИС – исходная схема внешнего электроснабжения энергорайона

Анализ представленных на рисунке 4.10 графиков показывает, что при выборе объемов УВ на НЭЭ необходимо учитывать, прежде всего, такие схемно-режимные условия, которые соответствуют ремонтной схеме в сети внешнего электроснабжения энергорайона.

4.5 Предотвращение отключений ГУ при отклонениях частоты в случае выделения энергорайона с объектом РГ в островной режим

4.5.1 Реализация УВ по активной мощности при параллельной работе с энергосистемой

Использование дополнительных источников или потребителей активной

мощности для управления частотой, как известно, не аналогично использованию дополнительных источников (потребителей) реактивной мощности для управления напряжением, которое рассматривалось выше.

В схеме рисунке 4.2 дополнительная реактивная мощность переходит на ближайшие генераторы (на рассматриваемые ГУ объекта РГ) в темпе работы их устройств АРВ, что иллюстрирует рисунок 4.11*a*. При этом на внешнюю сеть ложится часть этой реактивной мощности, еще не принятая генераторами.

При набросе активной нагрузки резисторов (рисунок 4.11*б*) первоначальное ее распределение между источниками пропорционально эквивалентным проводимостям между резисторами и ГУ и между резисторами и точкой приложения ШБМ; бо́льшая часть дополнительной нагрузки ложится на внешнюю мощную систему.



Рисунок 4.11 – Подключение дополнительной мощности в режиме параллельной работы с энергосистемой (режим ГУ – 10–*j*2,2 Мвар, переток из внешней сети 5+*j*10,1 Мвар) и отключение дополнительной мощности через 1 с: дополнительная генерация реактивной мощности 4 Мвар (*a*), дополнительная активная нагрузка 4 МВт (*б*)

Конечное распределение после затухания переходных процессов, если источники имеют одинаковые законы регулирования частоты, – пропорциональное их номинальным мощностям. Таким образом, почти вся добавленная активная мощность уходит во внешнюю энергосистему. При выборе закона регулирования ГУ на поддержание мощности (в режиме параллельной работы с энергосистемой) дополнительная активная нагрузка целиком покрывается энергосистемой.

Таким образом, в режиме параллельной работы дополнительная нагрузка

в виде резисторов и дополнительная генерация активной мощности НЭЭ для управления изменением частоты ГУ объекта РГ будут не эффективны.

Отклонения частоты, обусловленные причинами в сети внешнего электроснабжения, относятся к области функционирования устройств ПА соответствующей части энергосистемы.

4.5.2 Процесс выделения энергорайона с объектом РГ в островной режим работы

При внезапном переходе энергорайона с объектом(-ами) РГ и нагрузкой в островной режим работы, если ГУ не покрывают всю нагрузку, очевидно, что необходимым условием для обеспечения нормального функционирования энергорайона является частичное ОН. В суммарный объем ОН войдут отключения, выполняемые по командам устройств ПА, учитывающей сложившие схемнорежимные условия; отключения, выполняемые устройствами электрической и технологической защиты и автоматики, а также самопроизвольные отключения электроустановок, происходящие по причине снижения напряжения [359].

При выделении на островной режим ОН должно вводиться настолько быстро, насколько это возможно, чтобы минимизировать необходимый объем ОН. Как правило, необходим запас, так как одновременный самозапуск большой группы асинхронных двигателей (АД) возможен только тогда, когда они питаются от источника, мощность которого существенно превосходит суммарную мощность АД. Необходимая величина запаса определяется на основании предварительных расчетов, исходя из параметров электроприемников и параметров настройки устройств ПА, электрической и технологической защиты и автоматики [360, 361].

Местные особенности, в том числе особенности технологической защиты и автоматики, воздействующей на включение и отключение электроприемников, могут оказать значительное влияние на объем ОН. Если синхронные двигатели (СД) не имеют значительных асинхронных моментов, как двухполюсные СД, или специального управления, облегчающего ресинхронизацию, то целесообразно максимально быстрое их отключение.

Решающую роль, как положительную, так и отрицательную, могут играть динамические характеристики приводных двигателей ГУ. Из них наиболее важны величины максимальных скоростей увеличения и снижения вращающего момента приводного двигателя при изменении нагрузки в островном режиме работы энергорайона [9].

У газопоршневых двигателей с турбонаддувом максимальные (технически возможные) скорости снижения и повышения мощности значительно различаются: привод набирает мощность медленнее, чем ее снижает. Такой принцип регулирования в главе назван «несимметричным», в отличие от «симметричного» с приблизительно равными максимальными скоростями снижения и повышения мощности. При несимметричном регулировании частоты вращения ГПУ величины отклонении частоты при сбросах и набросах одной и той же нагрузки $\Delta P_{\rm H}$ существенно различны, как это показано на рисунке 4.12. При этом начальные значения производных (df/dt)₀ одинаковы⁵, что позволяет использовать измеренные значения (df/dt)₀ для оценки величин $\Delta P_{\rm H}$.



Рисунок 4.12 – График отклонений частоты при набросах/сбросах нагрузки (несимметричное регулирования частоты вращения ГПУ)

Расчеты переходных процессов для каждой из групп возмущений, которые могут быть существенны для электроприемников потребителей, а также идентифицированы устройствами ПА, необходимо выполнять в два или три этапа, а именно:

– определение минимально необходимого объема ОН (ΔP_{OH}), требуемого для восстановления напряжения и нормальной работы электроприемников,

⁵ Из определения механической постоянной инерции генератора T_J (вместе с приводом) следует, что его ускорение $d\omega/dt$ (где ω отнесена к номинальной скорости) в начале процесса сброса нагрузки на величину ΔP до того, как проявится действие системы регулирования скорости, выражается как $\Delta P/(T_J \cdot P_{\text{ном}})$.

оставшихся включенными, для случая, когда ГУ кратковременно могут работать с любыми (технологически допустимыми) кратковременными отклонениями частоты;

– учет реальных уставок устройств РЗ ГУ для найденного объема $\Delta P_{\rm OH}$ и последовательное его увеличение до той величины, при которой ГУ не будут отключаться;

– если приемлемые условия перехода энергорайона с объектом(-ами) РГ в островной режим не будут получены (напряжение не восстанавливается; ГУ отключаются устройствами РЗ; полученный объем ОН не допустим по условиям технологических процессов потребителей), то выполняется дальнейший поиск эффективных УВ.

Проведем анализ эффективности реализации УВ на НЭЭ и нагрузочное активное сопротивление (НАС), присоединенные к шинам ГУ. Реализация УВ на НЭЭ позволяет получить дополнительную активную мощность в точке присоединения, предотвратив отключение ГУ при кратковременном снижении частоты. Реализация УВ на НАС позволяет увеличить выдаваемую ГУ активную мощность и, следовательно, предотвратить отключения ГУ при кратковременном повышении частоты.

Результаты расчетов режимов при выделении энергорайона в островной режим представлены графически в двух вариантах: с симметричным регулированием частоты вращения (рисунок 4.13a) и с несимметричным, когда скорость набора дополнительной мощности ГУ значительно меньше скорости ее сброса (рисунок 4.13b). Соответствующие постоянные времени в модели регулирования скорости: при расчетах симметричного регулирования – 2 с; несимметричного – 20 с при наборе мощности и 2 с при снижении. На графиках напряжение во время несимметричного КЗ – это напряжение прямой последовательности. Остальные параметры ГУ и прочие условия в двух вариантах одинаковы. Длительности КЗ – 0,18 с. Разгрузка выполнялась следующим образом: АД – группами через 0,2–0,3 с от начала КЗ, СД – через 0,5 с после ликвидации КЗ.

На графиках, представленных на рисунке 4.13, показана величина разгрузки ΔP_{OH} , в процентах от суммарной нагрузки, минимально необходимая при выделении энергорайона в островной режим работы в результате различных КЗ, различающихся начальным напряжением, и диапазоны изменений частоты $f_{\min} - f_{\max}$ в первые две секунды переходного процесса. Уставки устройств РЗ по повышению (55 Гц) и снижению (47,5 Гц) частоты, принятые в расчетах, показаны красными горизонтальными линиями – РЗ ГУ.



Рисунок 4.13 – Графики параметров переходных процессов при выделении энергорайона в островной режим работы с разными значениями напряжений на шинах ГУ, регулирование частоты: симметричное (*a*), несимметричное – увеличенное запаздывание при наборе $P(\delta)$

Необходимые объемы ОН определяются на основании результатов предварительных расчетов режимов и должны быть соотнесены с параметрами режима, фиксируемыми устройствами ПА: величина напряжения в начале КЗ и предаварийная суммарная мощность включенных ГУ (устройства КПР), характеризующие состояние схемы и ее нагрузку. На обоих графиках, представленных на рисунке 4.13, целесообразно выделить три области, соответствующие различным значениям $U/U_{исх}$.

В области *A*, при наиболее низких напряжениях в процессе ликвидации K3, активная мощность, потребляемая от ГУ, значительно меньше нормальной, частота при этом повышается и системы автоматического регулирования приводных двигателей ГУ соответственно снижают вращающие моменты. Вслед за этим, когда начинается второй полуцикл колебаний частоты ($f < f_{HOM}$), нагрузка при успешном самозапуске возрастает, что еще в большей мере снижает частоту (особенно критично для ГПУ, т.к. набор мощности происходит медленнее, чем ее снижение).

В расчетном примере, результаты которого показаны на рисунках 4.14 a, δ : при симметричном регулировании частоты вращения наименьшее значение частоты – 48,3 Гц, при несимметричном – 41,5 Гц. Проведенные расчеты, как видно на рисунках 4.14 *б,в,г* доказывают, что вид КЗ на внешней связи энергорайона с энергосистемой решающего значения не имеет, однако минимально необходимые объемы ОН могут быть различными.

174



Рисунок 4.14 – Переходные процессы при разрыве связи с энергосистемой с минимально необходимыми объемами ОН: регулирование привода симметричное, двухфазное КЗ на землю (*a*); несимметричное регулирование привода при (*б-г*): двухфазном КЗ на землю (*б*), однофазном КЗ (*в*), разрыве связи без КЗ (*г*)

При несимметричном регулировании частоты вращения вторая (нижняя) полуволна f(t) часто опаснее, чем первая, так как уставка устройств РЗ ГУ по снижению частоты в большинстве случаев ближе к номинальной частоте, чем уставка по ее повышению, что может привести к отключению ГУ.

В области B, при менее глубоких провалах напряжения, первоначальный сброс нагрузки меньше, меньше и производные df/dt, поэтому различия в системе регулирования частоты вращения ГПУ проявляются менее значительно.

В области *С*, при небольших провалах напряжения в случае своевременной реализации УВ на ОН процессы развиваются без значительных снижений напряжения и с умеренным плавным снижением частоты. Для таких схемно-

175

режимных условий эффективно применение АЧР-1 с уставками по частоте, согласованными с уставками устройств РЗ ГУ по снижению частоты.

Если продолжительность КЗ на внешней связи энергорайона с энергосистемой может быть уменьшена за счет применения быстродействующих устройств РЗ и КА с меньшим собственным временем отключения, то торможение двигателей во время КЗ уменьшится.

Переходные процессы становятся более благоприятными, если продолжительность КЗ настолько мала, что за время КЗ скольжения АД не успевают покинуть зону, близкую к их критическим значениям, которая тем шире, чем больше T_j электродвигателей⁶. В таких случаях уменьшаются необходимые объемы ОН, а вероятность срабатывания устройств РЗ ГУ снижается, как показано на рисунке 4.15, где в начале КЗ напряжение на шинах ГУ снижается до 39 % от $U_{\text{ном}}$. При этом граница зоны благоприятных скольжений соответствует $T_{\text{K3, кр}} \approx 0,07$ с, что возможно добиться в реальных условиях.



Рисунок 4.15 – Графики параметров переходных процессов при быстрой ликвидации КЗ на внешней связи энергорайона с энергосистемой; *s* – максимальное из всех скольжений АД

В расчетном примере, представленном на рисунке 4.13, применение ОН в объеме, который требуется для восстановления нормальной работы электроприемников потребителей, не является достаточным для предотвращения срабатывания устройств РЗ ГУ по снижению частоты. При несимметричном регулировании частоты вращения ГПУ в областях A и B необходимо быстро принимать дополнительные меры к тому, чтобы повысить значение f_{min} . Для полу-

⁶ В данной схеме механические постоянные инерции АД близки к средним: $T_J = 0,4-1,0$ с.

чения необходимого результата необходимо ослабить начальный заброс частоты вверх, чтобы уменьшить ее снижение во втором полуцикле качаний, однако во время КЗ ослабить воздействие начального переходного процесса на ГУ практически невозможно. Управление режимом работы энергорайона с применением НЭЭ и НАС возможно только после ликвидации КЗ.

Результаты вариантных расчетов режимов по выбору оптимальных параметров УВ для схемы на рисунке 4.2 представлены на рисунке 4.16, где в начале КЗ напряжение на шинах ГУ снижается до 39 % от $U_{\text{ном.}}$ Основные параметры управления – максимально допустимые, с учетом условий технологических процессов потребителей, объемы ОН с вводом УВ на НЭЭ для выдачи реактивной и активной мощности ($Q_{\text{УВ}}$, $P_{\text{УВ}}$) с продолжительностями УВ ($T_{\text{УВ-}Q}$, $T_{\text{УВ-}P}$). Момент начала реализации УВ принят равным 30 мс от момента ликвидации КЗ; задания по $Q_{\text{УВ}}$ и $P_{\text{УВ}}$ и продолжительности УВ независимые. На рисунке 4.16*a* при вводе управления по $Q_{\text{УВ}}$ отчетливо виден максимум эффективности УВ при $T_{\text{УВ-}Q} \approx 0,4$ с. Если $Q_{\text{УВ}} = 3$ Мвар, то наименьшее снижение *f* в начале процесса – до $f_{\text{min}} = 44,0$ Гц, при том, что без этого УВ $f_{\text{min}} = 40,3$ Гц [362].

На рисунке 4.166 показаны результаты ввода УВ по активной мощности – для уже определенных оптимальных параметров УВ-Q: 3 Мвар, 0,4 с. В рассматриваемых условиях УВ-P не приводит к повышению f_{min} , ни при генерации $P_{\rm YB}$ НЭЭ, ни в случае потребления активной мощности НАС. В рассматриваемых схемно-режимных условиях требуемое повышение f_{min} до 47,5 Гц (с учетом необходимого запаса) при оптимальном УВ-Q не достигнуто.



Рисунок 4.16 – Графики оптимальных параметров УВ в энергорайоне с объектами РГ: УВ-*Q* (*a*), УВ-*Q*+УВ-*P* (*б*)

Рассмотрим дальнейшие варианты выбора оптимальных параметров УВ в рамках поставленной задачи:

1. Увеличение располагаемой мощности НЭЭ. В данном случае, если величина реактивной мощности $Q_{\rm YB}$ будет равна суммарной реактивной мощности ГУ при соs $\varphi_{\Gamma Y.HOM} = 0.8$, т.е. 7,5 Мвар, то становятся достижимыми только значения $f_{\rm min} = 45 - 45.6$ Гц, что не позволяет предотвратить отключение ГУ устройствами РЗ по снижению частоты.

2. Дополнительный объем ΔP_{OH} . При исходном объеме OH равном ≈ 10 MBT и УВ в размере $Q_{\rm YB} = 3$ Mвар, $T_{\rm YB-Q} \approx 0.4$ с необходим дополнительный объем OH на 3 MBT с таким же быстродействием, как и у основного объема OH. В таком случае становится возможным достигнуть $f_{\rm min} = 47.8$ Гц, что позволит предотвратить отключение ГУ.

Выбор оптимальных параметров УВ необходимо производить на основании результатов имитационного моделирования и предварительных расчетов режимов для всех возможных схемно-режимных ситуаций, после чего должны определяться необходимые технических характеристики НЭЭ и НАС.

4.6 Функционирование энергорайона в островном режиме

Работа энергорайона в островном режиме может быть сколь угодно длительной и зависит от технического состояния линий связи с энергосистемой (трансформаторов), параметров режима в энергосистеме и/или в выделенном энергорайоне, решения дежурного (оперативно-диспетчерского; оперативнотехнологического) персонала и др. [363]. Следовательно, необходимо производить оценку возможности как успешного выделения энергорайона, так и обеспечения надежного электроснабжения электроприемников потребителей в островном режиме работы [364].

Все кратковременные переходные процессы в островном режиме работы энергорайона будут относиться к двум группам, а именно:

1. Схемно-режимные ситуации, когда напряжения в начале процесса значительно снижены, вследствие КЗ или подключения к части энергорайона групп электродвигателей со скольжениями значительно больше нормальных (после АПВ, АВР и т.п.). Самозапуски или групповые пуски электродвигателей во многих случаях требуют дополнительной генерации значительной реактивной мощности, что необходимо предусматривать при выборе параметров НЭЭ.

2. Схемно-режимные ситуации, когда в начале процесса не возникает

условий для торможения электродвигателей. При этом отклонения напряжения и частоты слабее, системы автоматического регулирования ГУ справляются с нормализацией параметров режима. Если необходима по каким-либо причинам коррекция параметров режима для предотвращения срабатывания устройств РЗ ГУ, то эффективно применение устройств АЧР-1, а в качестве дополнительного средства – НЭЭ.

В первой группе возникают задачи, аналогичные рассмотренным выше, отличия могут проявляться тогда, когда рассматривается подача напряжения на группы сильно заторможенных двигателей. Например, при АПВ или АВР, когда перерыв питания достигает двух-трех секунд. В таких случаях ориентация на выработку всей необходимой реактивной мощности НЭЭ может оказаться технически и экономически нецелесообразным решением. В этом случае эффективнее, после реализации УВ на ОН, с применением электрической или технологической автоматики обеспечивать последовательные пуски небольших групп двигателей с контролем напряжения во временных промежутках, определяемых особенностями технологии промышленного производства, или применять устройства плавного пуска и частотно-регулируемые приводы.

Во второй группе наиболее значимыми являются задачи, связанные с внезапными отключениями одной или нескольких ГУ на объекте(-ax) РГ, причем в островном режиме работы различия в характере переходных процессов и требований к необходимым объемам УВ, при применении симметричного, по сравнению с несимметричным, регулированием частоты вращения ГУ, меньше.

Если располагаемая мощность включенных ГУ недостаточна для полного покрытия текущей нагрузки, то необходима реализация УВ на ОН, которая может быть выполнена двумя способами, а именно:

1. Применением АЧР-1 с уставкой по частоте большей, чем уставка f_{min} устройств РЗ включенных ГУ, и с объемом ОН не меньшим, чем номинальная мощность самой мощной из ГУ.

2. Применением устройства ПА, фиксирующего факт отключения ГУ и определяющего с помощью устройств КПР фактическую величину отключенной генерируемой мощности, равную предшествующей мощности ГУ, и формирующего УВ на ОН при достижении заданной уставки по частоте [365].

На рисунке 4.17 показан переходных процесс при отключении (без КЗ в сети) одной из четырех ГУ с несимметричным регулированием частоты вращения и номинальными мощностями по 2,5 МВт при суммарной нагрузке 9,2 МВт в схеме на рисунке 4.2, но в островном режиме работы энергорайона. До от-

ключения ГУ несла нагрузку $\approx 2,5$ МВт, остальные ГУ – по 2,23 МВт.

Без реализации УВ на ОН, как это показано на рисунке 4.17*a*, в энергорайоне устанавливается частота 46,7 Гц при статизме регулирования частоты \approx 0 (мощность включенных ГУ ограничена величиной 110 %; при номинальной частоте перегрузка была бы выше – 20 %). Переходный процесс при работе устройства ПА представлен на рисунке 4.17*б*, действующего при отключении ГУ и снижении частоты до 48 Гц, реализуя УВ на ОН в объеме 2,5 МВт ступенями в течение 0,1 с.

Важно отметить, что при реализации УВ на ОН от устройства ПА по факту отключения ГУ, но до момента снижения частоты в энергорайоне, позволит минимизировать объем ОН, сохранив электроснабжение бо́льшего числа электроприемников.

В рассмотренном на рисунке 4.176, переходном процессе возможны излишние отключения других ГУ по причине срабатывания устройств РЗ при кратковременном снижении напряжения, если их уставки близки к номинальному напряжению, а выдержки времени меньше допустимой длительности КЗ в прилегающей сети. Для анализа возможностей отключений ГУ при КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона, мало влияющих на режим работы всего энергорайона, необходимо проводить детальный анализ алгоритмов работы устройств РЗ ГУ в условиях пофазной несимметрии напряжений.



Рисунок 4.17 – Переходные процессы с отключением одной из четырех ГУ: без ОН (*a*), с ОН от устройства ПА, дозирующего объем ОН (δ), $P_{\Gamma Y}$ – мощность трех включенных ГУ

Применение НЭЭ для повышения напряжения на шинах ГУ, пока не будет ликвидировано КЗ, в большинстве случаев будет экономически неэффек-
тивным, учитывая значительные величины необходимой реактивной мощности $Q_{\rm YB}$. В данном случае целесообразно рассматривать технические решения по реконструкции устройств РЗ в прилегающей сети для уменьшения времени ликвидации КЗ, а также реактированию сети энергорайона для уменьшения глубины провала напряжения при КЗ.

4.7 Предотвращение отключений ГУ при отклонениях частоты в результате возмущений в островном режиме работы

Задача предотвращать срабатывания устройств РЗ ГУ при отклонениях частоты наиболее актуальна для островного (автономного) режима работы энергорайона с объектами РГ, при малых значениях механических постоянных инерции ГУ, особенно – при медленном и несимметричном регулировании частоты вращения приводного двигателя ГУ, а также при уставках f_{\min} , f_{\max} , близких к номинальной частоте в сети.

Основные положения предлагаемого способа управления НЭЭ, направленного на стабилизацию f в энергорайоне с объектом(-ами) РГ в островном режиме, с целью предотвращения излишних отключений ГУ, следующие:

1. Способ управления заключается в том, чтобы при нарушении баланса мощностей на валу генератора и вызванного этим отклонением частоты в энергорайоне от номинального значения реализовать УВ на НЭЭ. Управляющие воздействия выбираются таким образом, чтобы текущая частота не выходила за границы коридора, заданного более узким, чем коридор значений частоты, выбранный заводом-изготовителем ГУ в виде уставок устройств РЗ.

2. Важным аспектом является выбор дозировки УВ на НЭЭ, который по причинам, указанным ниже, необходимо решать по-разному для начальной стадии переходного процесса, вызванного возмущениями в сети внутреннего электроснабжения энергорайона в островном режиме работы, и для промежуточных точек этого процесса при неустановившихся параметрах режима.

3. В начале переходного процесса, при обнаружении быстрого изменения генерации ($\Delta P_{\Gamma y}$), необходимо с минимальным запаздыванием обеспечить реализацию УВ по активной мощности на НЭЭ (УВ_{НЭЭ-Р} в размере $\Delta P_{HЭЭ}$) в таком объеме, чтобы оно было приблизительно равным $\Delta P_{\Gamma y}$. Использовать непосредственное измерение $P_{\Gamma y}$ нецелесообразно, так как коммутации в сети внутреннего электроснабжения энергорайона вызывают появление быстропеременных составляющих токов: сверхпереходных и апериодических, а также гармониче-

ских составляющих, вызванных пофазной несимметрией (разновременностью срабатывания фаз КА) и пр. Поэтому получение корректной величины $P_{\Gamma y}$ может требовать увеличения затрат времени на измерение и снизить быстродействие реализации УВ_{НЭЭ-Р}.

4. По указанной в п. 3 причине первоначальная реализация $YB_{HЭЭ-P}$, имеющего величину близкую к $\Delta P_{HЭЭ}$, целесообразно осуществлять пропорционально производной частоты f:

$$\Delta P_{\rm HJJ} = -K_{df} \cdot (df/dt)_0,$$

где коэффициент пропорциональности K_{df} нужно предварительно рассчитать, задавая подключения разных по величине нагрузок ($P_{\rm H} = {\rm const}$), фиксируя прирост нагрузки на ГУ (ΔP_0) и величину производной (df/dt)₀, как это показано на примере, представленном на рисунке 4.18.

5. В переходном процессе, вызванном набросом нагрузки, однозначное соответствие между $\Delta P_{\Gamma y}$ и df/dt нарушается из-за влияния динамических составляющих мощности, поэтому реализовывать УВ_{НЭЭ-Р} следует иначе. Необходимо задать граничные значения частоты: кроме f_{\min} , f_{\max} , характеризующих уставки устройств РЗ ГУ, для предлагаемого способа регулирования величины f_1, f_2 такие, что

$$f_{\min} < f_1 < f < f_2 < f_{\max}.$$



Рисунок 4.18 – Зависимость $\Delta P_{\Gamma Y.0} = \varphi(df/dt)$ для рассматриваемой схемы энергорайона ($K_{df} \approx -3.74$ МВт·с / Гц)

6. Для управления переходным процессом САУ НЭЭ через одинаковые промежутки времени *T* контролирует частоту и, если $f < f_1$, дает УВ на увеличение $P_{\text{HЭЭ}}$ (т.е. на снижение мощности ГУ и, следовательно, на повышение частоты) или, если $f > f_2$, то на уменьшение $P_{\text{HЭЭ}}$. Оптимальные значения интервалов *T* и размеры шагов по мощности НЭЭ ($+\Delta P_{HЭЭ}$, $-\Delta P_{HЭЭ}$) подбираются на основании результатов моделирования и многочисленных расчетов режимов.

7. Повысить эффективность управления по п. 6 возможно, если величины шагов $\pm \Delta P_{\text{H}33}$ изменять пропорционально текущим значениям производной $(df/dt)_t$.

8. По завершении управляемой части переходного процесса, о чем можно судить по тому, что в течение заданного интервала времени (6–10 с) необходимость в изменении $\Delta P_{HЭЭ}$ не возникает, т.е. $f_1 < f < f_2$, и УВ_{НЭЭ-Р} САУ НЭЭ плавно (или несколькими ступенями) сводит к нулю, после чего активизирует программу восстановления заряда НЭЭ.

9. Поскольку в островном (автономном) режиме работы при набросах активной нагрузки частота ГУ временно понижается, это обстоятельство можно использовать для некоторого уменьшения величины наброса мощности соответственно регулирующему эффекту нагрузки по частоте.

10. Управление реактивной мощностью НЭЭ (УВ_{НЭЭ-Q}, отдаваемая мощность $\Delta Q_{HЭЭ}$) достаточно реализовать по принципу релейной форсировки возбуждения генераторов: $\Delta Q_{HЭЭ} > 0$, если $U < U_{min}$, значения этих параметров подбираются по результатам расчетов режимов для конкретного энергорайона.

Ниже приведены результаты расчетов переходных процессов, в которых работа ГУ в островной системе сохранена благодаря управлению активной и реактивной мощностью НЭЭ, как рассмотрено выше. Общий вид расчетной схемы приведен на рисунке 4.2; параметры защит по частоте, установленных на ГУ $f_{\min} = 47,5$ Гц с выдержкой времени 2 с, $f_{\max} = 55$ Гц с выдержкой времени 4 с (завода-изготовителя ГУ – «Wärtsilä»). Для управления мощностями НЭЭ границы коридора допустимых значений были заданы следующими: $f_1 = 49, f_2 = 51$ Гц. При этом учитывается, что нарушение условия $f_1 < f < f_2$ допустимо в течение времени, меньшего соответствующей выдержки времени устройства РЗ ГУ. Интервалы *T* приняты в размере 300 мс (вариации в диапазоне 200–500 не оказали влияния на результаты проверки эффективности предложенного способа управления); шаги по $\Delta P_{HЭЭ}$: +10 % и –20 % от предшествующей величины.

При выполнении расчетов было принято, что в начале переходного процесса управление мощностью НЭЭ вводится с запаздыванием 60 мс (срабатывание пускового органа; вычисление $(df/dt)_0$ и $\Delta P_{HЭЭ}$; передача УВ на НЭЭ); дальнейшее управление (по частоте, меньшей f_1 или большей f_2) выполняется с запаздыванием 30 мс.

Ниже приведены три примера реализации УВ_{НЭЭ-Р,Q}. Важно отметить, что

во всех трех принципиально разных переходных процессах с тяжелыми возмущениями предложенный способ управления НЭЭ удерживает ГУ от отключения при одном и том же задании параметров УВ, что позволяет сделать вывод об отсутствии необходимости выбирать способ управления в режиме on-line, исходя из величин конкретного изменения параметров режима ГУ.





Рисунок 4.19 – Переходный процесс при набросе нагрузки на ГУ в результате группового пуска АД с реализацией УВ на НЭЭ по *P* и *Q*

Расчетное задание для пуска трех эквивалентных АД – как и выше, исходная загрузка ГУ перед набросом мощности – 30 % от номинальной, переходный процесс представлен на рисунке 4.19.

В данном случае суммарная номинальная мощность пускаемых АД составляет 37,5 % от номинальной мощности ГУ, что значительно превышает возможности групповых пусков в островном режиме работы энергорайона без использования дополнительных генерирующих установок.

2. Сброс 95 % нагрузки при номинальной исходной нагрузке ГУ.

В рассматриваемых условиях опасность представляют только процессы по частоте, процессы по напряжению обычно благоприятны. В начале переходного процесса УВ состоит в том, что НЭЭ включается на потребление активной мощности в размере имевшего место сброса: $\Delta P_{\text{KH} \rightarrow \text{H}} = -2,3$ МВт (рисунок 4.20).

Если большие сбросы мощности, при которых необходимо сохранять ГУ в работе, имеют значимую вероятность, то управление НЭЭ в нормальных режимах должно, обеспечивать поддержание такой величины накопленного заряда $\int P_{\text{KHЭЭ}} dt$, который позволял бы оперировать мощностями $\pm \Delta P_{\text{ГУ.ном}}$.



Рисунок 4.20 – Переходный процесс при сбросе 95 % нагрузки с УВ на НЭЭ по Р и Q

3. Трехфазное КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона.

На рисунке 4.21 показан переходный процесс, в котором ПС с нагрузкой, равной 27 % от номинальной мощности ГУ, в результате КЗ теряет питание, а восстановление реализуется посредством устройства АВР через 0,38 с.

Переходный процесс на рисунке 4.21 отличается от двух предыдущих тем, что использование большей мощности УВ_{НЭЭ} соответственно повышает эффективность управления. Для переходного процесса на рисунке 4.21 такая общая закономерность отсутствует: при разных продолжительностях КЗ и существенно разных параметрах электроприемников оптимальные параметры УВ на НЭЭ различны. Поэтому выбору объемов УВ должен предшествовать анализ вероятностей КЗ и выбор обычных средств повышения динамической устойчивости нагрузки: сокращение вероятности и продолжительности КЗ, применение автоматики восстановления нормальной работы электродвигателей и пр.



Рисунок 4.21 – Переходный процесс при трехфазном КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона с реализацией УВ на НЭЭ по *P* и *Q*

В переходных процессах, аналогичных рисунке 4.21, нельзя игнорировать такой важный фактор, определяемый технологией промышленного производства, как максимально допустимое время перерыва нормальной работы электродвигателей и ущербы, связанные с его превышением.

Процесс на рис.	$U_{\text{ном}},\kappa\mathrm{B}$	I _{max} , A	$P_{\rm max}$, MBT	Необходимый заряд, МВт.с
4.19	6,3	220	+2,1	+25
4.20	6,3	220	-2,4	-12
4.21	6,3	130	+1,0	+10

Таблица 4.1 – Примеры технических требований к НЭЭ

На основании результатов расчетов режимов должно осуществляться формирование технических требований к НЭЭ. Для переходных процессов, показанных на рисунках 4.19 – 4.21, требования к НЭЭ приведены в таблице 4.1 (P > 0 при выдаче мощности НЭЭ в сеть).

Проведенный анализ оценки эффективности предложенного способа управления НЭЭ для расширения ОДР ГУ объектов РГ позволяет сделать вывод о его пригодности для применения в энергорайонах с объектами РГ. Способ позволяет предотвратить при принципиально различных тяжелых возмущениях излишние отключения ГУ, создав условия для надежного электроснабжения электроприемников потребителей.

4.8 Выводы по ГЛАВЕ 4

1. Излишние отключения зарубежных ГУ объектов РГ действием устройств РЗ при провалах напряжения в результате КЗ в сети внешнего или внутреннего электроснабжения энергорайона, а также кратковременных отклонениях частоты в переходных процессах, приводят к нарушениям электроснабжения особо ответственных электроприемников промышленных предприятиях, сопровождающимся значительными ущербами.

2. Причины излишних отключений ГУ объектов РГ в режимах не опасных для ГУ связаны с тем, что последние оснащены устройствами РЗ, уставки которых выбраны в соответствии с требованиям национальных стандартов тех зарубежных стран, где они произведены. Учитывая, например, что максимально допустимое время ликвидации КЗ устройствами РЗ элементов сети в ряде европейских стран составляет $T_{K3} \leq 0,15$ с, в случае ликвидации КЗ с большими временами ГУ будут отключаться раньше, чем поврежденный элемент сети.

3. Реализация в энергорайонах с объектами РГ оптимального набора

экономически обоснованных технических решений может позволить существенно снизить количество излишних отключений ГУ в результате возмущений с провалами напряжения и кратковременными отклонениями частоты, при правильных действиях устройств РЗ (основных; резервных; дальнего резервирования) в прилегающей сети.

4. Представленные результаты расчетов режимов доказывают эффективность применения НЭЭ для расширения ОДР ГУ, предотвращая их отключения при провалах напряжения и кратковременных отклонениях частоты, что позволяет обеспечить надежное электроснабжение особо ответственных электроприемников потребителей в большинстве схемно-режимных ситуаций.

5. Проведен анализ вариантов применения комбинированного НЭЭ, состоящего из суперконденсатора и литий-ионной аккумуляторной батареи (Liion), с быстродействующей системой автоматического управления. Такой НЭЭ позволяет реализовывать независимое управление выдачей активной ($\Delta P_{\rm HЭЭ}$) и реактивной ($\Delta Q_{\rm HЭЭ}$) мощности для расширения ОДР ГУ объектов РГ.

6. Обосновано, что пока не ликвидировано КЗ реализация УВ на НЭЭ мало эффективна, особенно при близких многофазных КЗ; необходим быстрый ввод УВ, с временем исполнения до 30 мс, по схемно-режимным условиям в которых возможно отключение ГУ устройствами РЗ; может потребоваться повторная реализация УВ на НЭЭ с пуском по отклонению контролируемого параметра, с учетом характера протекания переходного процесса.

7. Реализация технических мероприятий по замене коммутационных аппаратов и техническому перевооружению устройств РЗ в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, а также реактированию сети энергорайона содействуют уменьшения длительности КЗ и глубины провала напряжения, что позволяет выбрать минимально необходимые параметры (мощность; энергоемкость) НЭЭ.

8. Обоснована эффективность управления реактивной мощностью НЭЭ по принципу релейной форсировки возбуждения генераторов ($\Delta Q_{\rm HЭЭ} > 0$, если $U < U_{\rm min}$). Указанный способ управления позволяет избежать необходимости проведения общей перенастройки САУ активных элементов в сети энергорайона, действие которых направлено на предотвращение колебательной неустойчивости, а также на обеспечение демпфирования колебаний при кратковременных возмущениях.

9. Управление активной мощностью НЭЭ следует осуществлять:

- в начале переходного процесса, при обнаружении быстрого изменения

генерации ($\Delta P_{\Gamma y}$), необходимо с минимальным запаздыванием обеспечить реализацию УВ_{НЭЭ-Р} в размере $\Delta P_{HЭЭ}$, при этом выбор $\Delta P_{HЭЭ}$ следует осуществлять пропорционально производной частоты в сети энергорайона;

– в переходном процессе через одинаковые промежутки времени T осуществлять контроль частоты и, если $f < f_1$, формировать УВ на увеличение $P_{\rm HЭЭ}$ (т.е. на снижение мощности ГУ и, следовательно, на повышение частоты) или, если $f > f_2$, то на уменьшение $P_{\rm HЭЭ}$. Оптимальные значения интервалов T и размеры шагов по мощности НЭЭ (+ $\Delta P_{\rm HЭЭ}$, – $\Delta P_{\rm HЭЭ}$) следует выбирать на основании результатов имитационного моделирования и расчетов режимов.

10. Кратковременные отклонения частоты наиболее существенны для ГУ на базе газопоршневых двигателей с турбонаддувом, у которых скорости снижения и повышения мощности значительно различаются, т.е. с «несимметричным» регулированием частоты вращения. Так как величины отклонении частоты при сбросах/набросах одной и той же нагрузки $\Delta P_{\rm H}$ существенно различны, то последние могут привести к недопустимым снижениям частоты и срабатыванию устройств технологической защиты ГПУ с действием на их отключение.

11. В трех принципиально разных переходных процессах с тяжелыми возмущениями (групповой пуск электродвигателей; сброс 95 % мощности; трехфазное КЗ в сети внутреннего электроснабжения энергорайона) предложенный способ управления НЭЭ позволяет предотвратить отключение ГУ при одном и том же задании параметров УВ ($+\Delta P_{HЭЭ}$, $-\Delta P_{HЭЭ}$). Указанное обстоятельство позволяет сделать вывод об отсутствии необходимости выбирать способ управления НЭЭ в режиме on-line, исходя из величины отклонений параметров режима.

12. Технические требования к НЭЭ должны формироваться на основании результатов имитационного моделирования и комплексных расчетов режимов в различных схемно-режимных ситуация и возможных (нормативных и сверхнормативных) возмущениях в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона. После этого расчетами должна быть доказана эффективность выбранных параметров настройки САУ НЭЭ.

13. Анализ результатов расчетов позволяет сделать вывод, что при выборе величины и длительность УВ на НЭЭ важно учитывать режимы самозапуска особо ответственных электродвигателей после ликвидации КЗ (в ряде схемнорежимных ситуаций обеспечить самозапуск электродвигателей без реализации УВ на НЭЭ невозможно). Необходимо обеспечить, чтобы длительность УВ по $Q_{HЭЭ}$ была не меньше продолжительности самозапуска основных электродвигателей в промышленной нагрузке.

14. Разработан метод расширения ОДР ГУ объектов РГ за счет независимого управления $\Delta P_{HЭЭ}$ и $\Delta Q_{HЭЭ}$ НЭЭ для предотвращения излишних отключений ГУ при значительных отклонениях параметров режима (частота; напряжение). Метод наиболее эффективен при ликвидации внешних КЗ устройствами РЗ (основными; резервными; дальнего резервирования), значительных набросах/сбросах нагрузки, а также позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей энергорайона в различных схемно-режимных условиях.

ГЛАВА 5 Совершенствование алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики энергорайонов с объектами РГ

5.1 Вводная часть

В энергосистемах широко применяется противоаварийная автоматика (ПА) с целью предотвращения возникновения и развития аварийных процессов с нарушением электроснабжения электроустановок потребителей на длительное время и на значительной территории, приводящих к катастрофическим последствиям, а также для их ликвидации и ускорения процессов восстановления нормальных режимов [366-370]. Противоаварийная автоматика реализует алгоритмы ПАУ в устройствах, комплексах и системах, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима, передачу информации и реализацию УВ, в соответствии с заданными алгоритмами и параметрами настройки [113, 116].

Ввод в эксплуатацию объектов РГ оказывает существенное влияние на режимы работы сетей внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов и может вызвать некорректное функционирование устройств ПА, противоречащее заложенным при проектировании алгоритмам работы и выбранным параметрам настройки, а также не в полной мере содействовать предотвращению возникновения и развитию аварийных процессов [198, 371, 372].

В энергорайонах с объектами РГ, наряду с другими, применяются следующие устройства ПА:

- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- автоматического ограничения снижения напряжения (AOCH);
- автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

По статистике, более 50 раз в год различные энергорайоны, в т.ч. с объектами РГ, работающие в режиме параллельной работы с энергосистемой, выделяются в островной режим работы. Выделение, как правило, происходит либо в ремонтной схеме в результате аварийного отключения ЛЭП или силового(-вых) трансформатора(-ов), либо в результате неправильных действий персонала, осуществляющего плановое техническое обслуживание оборудования, в т.ч. устройств РЗ и ПА.

Для предотвращения недопустимого снижения частоты в этих энергорайонах применяются устройства АЧР, поэтому требуется провести анализ эффективности их функционирования, с учетом заданных алгоритмов и параметров настройки. Дополнительно следует выполнить оценку возможности функционирования устройств АЧР в послеаварийных режимах, в случае применения на объектах РГ ГУ с различными системами возбуждения (СНВ и ССВ). На основании результатов анализа необходимо сформировать требования к быстродействию устройств АЧР и подходы к определению необходимых объемов ОН для различных послеаварийных режимов.

В распределительных сетях, к которым присоединяются энергорайоны с объектами РГ, для предотвращения недопустимых снижений напряжения могут применяться устройства АОСН [238]. Необходимо провести исследование особенностей процессов со снижением напряжения в энергорайонах с преобладающей промышленной нагрузкой, содержащей преимущественно электродвигатели, т.к. именно промышленные предприятия в основном развивают РГ. Следует оценить возможности предотвращения возникновения лавины напряжения находящимися в эксплуатации устройствами АОСН в отдельных схемнорежимных ситуациях. На основании результатов имитационного моделирования требуется, с целью повышения эффективности и быстродействия АОСН, а также определения оптимального состава и объемов УВ, обосновать необходимость идентификации схемно-режимных ситуаций в прилегающей сети в режиме on-line. Важно рассмотреть целесообразность реализации превентивных УВ от АОСН, в т.ч. на объекты РГ, для минимизации возможных дефицитов реактивной мощности.

Вновь вводимые в эксплуатацию кабельные линии (КЛ) с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) напряжением 110 кВ, по которым, в том числе, осуществляется электроснабжение энергорайонов с объектами РГ, оснащаются, в соответствии с требованиями нормативно-технических документов, системами мониторинга температуры (СМТ) [373]. Необходимо провести анализ требований действующих НТД в отношении допустимости перегрузок КЛ по температуре жилы (изоляции) и токовой нагрузке, а также недостатков существующих подходов к проектированию КЛ, с целью разработки предложений по повышению экономической эффективности их нового строительства. Следует рассмотреть вопрос целесообразности интеграции СМТ КЛ в АОПО КЛ для возможности реализации требований по выбору параметров срабатывания, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности.

В последние годы современные силовые трансформаторы (СТ), в соот-

ветствии с требованиями эксплуатирующих организаций, оснащаются системами мониторинга и диагностики (СМиД), которые позволяют в режиме on-line проводить контроль основных параметров СТ, включая исправность системы охлаждения [374]. Требуется провести анализ используемых в устройствах АОПО алгоритмов, с оценкой их влияние на возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Следует оценить возможность использования СМиД для анализа допустимости систематических и аварийных перегрузок по величине и длительности в режиме on-line. Важно рассмотреть вопрос целесообразности интеграции СМиД СТ в устройства АОПО СТ для реализации требований по выбору параметров срабатывания, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности.

С учетом изложенного, требуется совершенствование алгоритмов устройств АЧР, АОСН, АОПО (КЛ, СТ) для повышения эффективности их функционирования в энергорайонах с объектами РГ [375-378].

В главе проведены исследования схемно-режимных ситуаций, в которых необходимо функционирование вышеперечисленных устройств ПА, выявлены особенности режимов со снижением частоты и напряжения, подлежащие анализу в случае присоединения объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов. Разработаны усовершенствованный алгоритм АЧР и структурная схема устройства для его реализации, схемно-алгоритмического решение по АОСН для возможности предотвращения возникновения лавины напряжения в энергорайонах с объектами РГ, а также структурные схемы АОПО КЛ и АОПО СТ, позволяющие содействовать обеспечению надежного электроснабжения максимально возможного количества потребителей в различных схемно-режимных ситуациях.

5.2 Принципы формирования перечня потребителей, заводимых под действие АЧР

Находящиеся в эксплуатации устройства АЧР реализуют УВ на ОН, как правило, в сетях напряжением 6–20 кВ, а также, при наличии обоснования, в сетях 35–110 кВ. При этом, в распределительных сетях напряжением 6–20 кВ электроснабжение электроприемников потребителей нередко осуществляется от присоединений со смешанной нагрузкой, когда к одному КА подключено несколько ЛЭП (кабельных или воздушных) с ответвлениями, осуществляющих электроснабжение нагрузки различной степени значимости [379].

Выделение особо ответственной и социально-значимой нагрузки на отдельные присоединения, чтобы была возможность производить разгрузку энергосистемы в первую очередь отключением неответственной промышленной и мелкомоторной нагрузки требует значительных финансовых затрат на реконструкцию действующих ПС (ТП; РП). Несмотря на то, что в выдаваемых технических условиях на технологическое присоединение новых потребителей указываются требования, не допускающие подключение промышленной нагрузки на одно присоединение с особо ответственной и социально-значимой, а при реконструкции ПС (ТП; РП) предусматривается ввод новых ячеек для разделения смешанной нагрузки, с годами существующее положение существенно не изменяется в лучшую сторону.

Особые сложности данный подход создает в системах электроснабжения городских и сельскохозяйственных округов, где жизненно необходимо отключать нагрузку с учетом ее значимости (насосные станции систем водоснабжения и канализации; муниципальные и промышленные котельные; дошкольные образовательные учреждения; объекты здравоохранения и т.п.) и величины экономического ущерба (хлебопекарные и кондитерские производства; животноводческие комплексы; холодильные установки для скоропортящихся продуктов питания и т.п.).

Учитывая изложенное, распределительные сетевые компании при формировании перечня присоединений, заводимых под действие устройств АЧР, сталкиваются с непростой дилеммой. С одной стороны требуется набрать соответствующий объем нагрузки для исполнения указания субъекта оперативнодиспетчерского управления, а с другой стороны, учитывая значимость электроприемников потребителей, сделать это крайне сложно в принципе, а равномерно ее распределить по энергорайонам – практически невозможно. При этом АЧР на напряжении 0,4 кВ, где можно было бы эффективно осуществить разделение электроприемников потребителей по их значимости, на практике реализован только в виде пилотных проектов [380, 381].

В данных обстоятельствах, в энергорайонах, где крайне сложно сформировать перечень присоединений с учетом вышеуказанных ограничений, под действие устройств АЧР заводится минимальный объем нагрузки, а в других энергорайонах – избыточный. При этом требования НТД выполняются в пределах операционной зоны диспетчерских центров, по которой и выдается задание с объемами АЧР. В этом случае, как правило, не проводится анализ успешности возможных выделений отдельных энергорайонов с объектами РГ в пределах

операционной зоны в островной режим работы и достаточности объемов АЧР в каждом из энергорайонов.

В целях предотвращения аварий в энергорайонах с объектами РГ, связанных с дефицитами активной мощности при их выделении в островной режим работы, представляется целесообразным проводить моделирование таких схемно-режимных ситуаций, с учетом фактических объемов нагрузки, заведенных под действие устройств АЧР. В выделяемых энергорайонах объем нагрузки, заводимый под действие устройств АЧР, должен быть достаточным для нормализации параметров режима. Анализ результатов моделирования позволит определить для каждого энергорайона необходимые объемы ОН и скорректировать параметры настройки устройств АЧР по частоте и времени срабатывания.

5.3 Особенности переходных процессов с дефицитом мощности в энергорайонах с объектами РГ

Очевидно, что последствия выделения энергорайонов в островной режим работы, где ГУ объектов РГ не могут покрыть всю нагрузку, определяются совокупностью двух факторов: дефицитом активной мощности, что, как правило, приводит к снижению частоты, и дефицитом реактивной мощности – к снижению напряжения [382]. В зависимости от множества факторов, включая состав нагрузки, снижение напряжения может также спровоцировать возникновение лавины напряжения и если она охватит весь энергорайон, то сделает невозможной нормальную работу всех электроприемников потребителей.

До присоединения к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов с промышленной и бытовой нагрузкой объектов РГ были характерны следующие ситуации:

 отключение ЛЭП, питающих энергорайон, быстро приводило к глубоким провалам напряжения и штатному функционированию устройств ABP, с целью восстановления электроснабжения электроприемников потребителей;

– отключение небольшой части ГУ в энергосистеме сопровождалось снижением частоты при сохранении напряжения на допустимом уровне, что обеспечивало штатное функционирование устройств АЧР [383, 384].

В случае, когда энергорайон содержит объекты РГ, то при выделении в островной режим работы может иметь место сколь угодно большой дефицит активной и реактивной мощности. Это требует проведения анализа на предмет выявления качественных отличий рассматриваемых переходных процессов от

аналогичных, которые были до присоединения объектов РГ. Главное отличие заключается в том, что ГУ объектов РГ имеют малые значения механических постоянных инерции T_J (по сравнению с турбогенераторами малой и средней мощности), поэтому важно учитывать два обстоятельства:

 скорость снижения частоты увеличивается, что может потребовать увеличения быстродействия устройств АЧР (глава 2);

 при возникновении значительного дефицита активной мощности становится вероятным возникновение лавины напряжения.

В последнем случае, если напряжение проваливается глубоко и быстро, возникает значительный сброс нагрузки, при этом баланс активной мощности может восстановиться, что приведет к нормализации частоты в энергорайоне. К такому протеканию переходных процессов находящиеся в эксплуатации устройства АЧР не адаптированы. Кроме того, лавина частоты может проходить настолько быстро, что предотвратить ее с помощью устройств АЧР, учитывая заданные алгоритмы и выбранные выдержки времени, не представляется возможным.

Количественные оценки указанных факторов приведены ниже. Расчетная схема энергорайона с объектом РГ представлена в упрощенном виде на рисунке 5.1, где напряжение $U_{\rm m}$ не зависит от процессов в рассматриваемом энергорайоне.



Рисунок 5.1 – Расчетная схема энергорайона с объектом РГ

В данной схеме в исходном режиме доля АД в суммарной нагрузке варьируется и составляет $d = P_{AД} / P_{H\Sigma}$, %. Коэффициент мощности суммарной нагрузки (включая нерегулируемые БСК) принят равным 0,9. Генерация представлена ГУ, а их варьируемая суммарная номинальная мощность задается относительно величины суммарной нагрузки как $P_{HOM} / P_{H\Sigma}$, %; $T_J = 2$ с; загрузка ГУ в исходном режиме – номинальная, кратковременно располагаемая мощность – 110 %; система возбуждение ГУ – СНВ, параметры ГУ – как у газопоршневых ГУ производства GE–Jenbacher мощностью 2 МВт. В исходном режиме реактивная мощность задается равной 0,5 $P_{\text{ном}}$. Исходное напряжение на шинах нагрузки – 10,2 кВ. Выделение энергорайона в островной режим работы происходит при отключении КА В-1 в ремонтном режиме схемы внешне-го электроснабжения энергорайона.

В общем случае исходное распределение реактивной мощности между источниками (ГУ; СКРМ) влияет на последующий переходный процесс, но в случае применения быстродействующих АРВ на современных ГУ объектов РГ и САР на СКРМ это влияние, как показывает опыт выполнения расчетов, незначительно.

Результаты расчетов показывают, что основными факторами, определяющими ход переходного процесса при выделении энергорайона с объектом РГ в островной режим работы, являются величины начального дефицита активной мощности $D_P = 1 - P_{HOM} / P_{H\Sigma}$ (%) и доля АД *d* (%) в составе нагрузки. В этих координатах ход переходных процессов, пока в него не вмешаются УВ от устройств РЗ и ПА, распадается на четыре области **A**, **B**, **C**, **D**, как это показано на рисунке 5.2. Переходные процессы для всех указанных областей представлены на рисунках 5.3*a*,*б*,*в*,*г* [385].



Рисунок 5.2 – Возможные режимные области при выделении энергорайона с объектами РГ в островной режим работы

В области **A**, как показано на рисунке 5.3*а* можно увидеть благополучные переходные процессы: в установившихся режимах $U \ge 0.8 U_{\text{ном}}, f \ge 49 \Gamma$ ц, что обусловлено наличием кратковременных резервов у ГУ (перегрузка приводного

двигателя; форсировка возбуждения) и регулирующими эффектами нагрузки, линейно зависящими от d (при d = 0 регулирующие эффекты нагрузки по напряжению и частоте $K_{PU} \approx 2$, $K_{Pf} = 0$; если d = 100 %, то $K_{PU} \approx 0$, $K_{Pf} \approx 1,8$).



Рисунок 5.3 – Переходные процессы в режимных областях: $\mathbf{A} - D_{\rm P} = 10$ %, d = 80 % (*a*); $\mathbf{B} - D_{\rm P} = 40$ %, d = 20 % (*b*); $\mathbf{C} - D_{\rm P} = 40$ %, d = 80 % (*b*); $\mathbf{D} - D_{\rm P} = 80$ %, d = 80 % (*c*)

Область **B**, представленная на рисунке 5.3*6*, соответствует условиям, когда ГУ удерживает напряжение выше критического, АД продолжают нормально работать, но так как располагаемая мощность ГУ недостаточна, то частота в энергорайоне снижается; доля АД не велика и спровоцировать возникновение лавины напряжения они не могут. Данные схемно-режимные условия являются классическими и именно на них рассчитана работа находящихся в эксплуатации устройств АЧР.

Область **C**, как показано на рисунке 5.3e – то же, что **B**, но доля АД больше, поэтому рост потребления ими реактивной мощности по мере снижения частоты приводит к значительному понижению напряжения.

Область **D**, представленная на рисунке 5.3*г*, соответствует значительному начальному дефициту мощности и вызывает быстрое возникновение лавины напряжения, АД при этом останавливаются. Когда напряжение ≈ 10 % от $U_{\text{ном}}$, суммарная мощность нагрузки мала и действием АРЧВ ГУ удается поднять частоту в энергорайоне до номинального значения.

Переходные процессы, показанные на рисунке 5.3, относятся к случаям, когда в начале процесса не происходит значительного провала напряжения. Если же выделение энергорайона в островной режим работы начинается с КЗ, то быстрое торможение АД увеличивает суммарную реактивную нагрузку, что вызывает дальнейшее снижение напряжения по сравнению со случаем без КЗ. В результате происходит уменьшение активной нагрузки, по причине отключения части электроприемников потребителей, и соответственно частота в энергорайоне снижается в меньшей мере.

На рисунке 5.4 показаны результаты расчетов двух переходных процессов в области **C**, отличающиеся тем, что выделение энергорайона в островной режим происходит в результате трехфазного КЗ длительностью 0,18 с (тонкие линии) и в результате отключения ЛЭП по какой-либо другой причине без КЗ (толстые линии). Это дает возможность провести их сопоставительный анализ.



Рисунок 5.4 – Переходные процессы (*D*_P = 40 %, *d* = 80 %) в двух схемно-режимных условиях (ГУ с СНВ) при выделении энергорайона без КЗ и в результате трехфазного КЗ

Аналогичный эффект – расширение области **D** – проявляется, если ГУ оснащены не CHB, а CCB, в которой максимально возможная кратность возбуждения уменьшается пропорционально снижению напряжения на выводах ГУ. Этот эффект показан на рисунке 5.5, повторяющий расчеты представленные на рисунке 5.4, с одним изменением – ГУ оснащены ССВ. В случае выделения энергорайона с объектом РГ без КЗ (толстые линии) процесс почти такой же, как при оснащении ГУ СНВ. В случае выделения энергорайона в результате трехфазного КЗ напряжение через несколько секунд снижается почти до нуля, происходит практически полный сброс нагрузки, что приводит к повышению частоты. Первый из рассматриваемых процессов (без КЗ) принадлежит области **С**, второй (с КЗ) – области **D** на рисунке 5.2.



Рисунок 5.5 – Переходные процессы ($D_P = 40 \%$, d = 80 %) в двух схемно-режимных условиях (ГУ с ССВ) при выделении энергорайона без КЗ и в результате трехфазного КЗ

Таким образом, в области **D**, размеры которой зависят от параметров энергорайона и начального возмущения, находящиеся в эксплуатации устройства АЧР не могут служить основным средством нормализации режима.

5.4 Определение необходимых объемов и быстродействия разгрузки

Под временем разгрузки (T_{OH}) понимается промежуток времени от момента фиксации отклонений параметров режима до реализации УВ на ОН в виде заранее определенной части электроприемников потребителей энергорайона.

В общем случае, если параметры режима с течением времени приближаются к границе области допустимых режимов или выходят за нее, то чем позже реализуется разгрузка, тем больше должна быть величина ОН.

Данная зависимость практически не проявляется в области **B**, а в области **C** проявляется в отдельных схемно-режимных условиях. Это иллюстрирует рисунок 5.6, на котором показаны два переходных процесса при выделения энергорайона с объектом РГ в островной режим работы, соответствующие границе области **B** ($D_P = 40$ %, d = 55 %, объем OH = 32,5 %), при разном времени реа-

лизации разгрузки – T_{OH} . В переходном процессе, показанном жирными линиями, $T_{OH} = 0,15$ с, а тонким линиями – $T_{OH} = 3,0$ с. В обоих случаях установившиеся режимы одинаковы: после разгрузки U = 10,1 кВ, f = 49 Гц.



Рисунок 5.6 – Переходный процесс при выделении энергорайона в островной режим (область **B**) с объемом ОН = 32,5 % от суммарной нагрузки

В области **D**, где переходные процессы развиваются с возникновением лавины напряжения, дефицит мощности велик (более 60 %), а в нагрузке преобладают электродвигатели (более 60 %), быстродействие реализации разгрузки оказывается решающей.

На рисунке 5.7 показано, как связаны между собой требования к быстродействию разгрузки с величиной минимально необходимого объема ОН в энергорайоне с объектом РГ при его выделении в островной режим работы для трех рассматриваемых режимных областей (**B**, **C**, **D**), где по параметрам режима необходима работа устройств АЧР.



Рисунок 5.7 – Графики параметров разгрузки энергорайона с объектом РГ при возникновении дефицита мощности

Из рисунка 5.7 видно, что в схемно-режимных ситуациях, когда возникновение лавины напряжения возможно, необходимо обеспечить максимально быструю разгрузку энергорайона, т.к. скорость АЧР-I, в большинстве случаев будет недостаточной. В таком случае применение ДАР целесообразно и оправдано. Объем разгрузки действием ДАР должен быть больше, чем величина предаварийного дефицита активной мощности на величину, которую необходимо обосновать расчетами при проектировании, но ориентировочно на 10 %.

Результаты исследований показали, что в случае присоединения объекта РГ к сети внутреннего электроснабжения энергорайона требуется проведение анализа эффективности работы устройств АЧР, установленных в энергорайоне, при его выделении в островной режим. По результатам анализа может потребоваться увеличение объемов ОН, заводимых под действие устройств АЧР, а также проведение корректировки их параметров настройки по частоте и времени срабатывания. Указанные действия позволят обеспечить достаточность объемов АЧР для нормализации параметров режима в островном режиме работы энергорайона, а также содействовать сохранению в работе максимально бо́льшей части особо ответственных электроприемников потребителей.

5.5 Усовершенствованный алгоритм АЧР

Разработан усовершенствованный алгоритм АЧР, использующий дополнительно информацию о напряжениях в узлах нагрузки, схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков контроля предшествующего режима и результаты комплексных расчетов режимов (имитационного моделирования). Предложенный алгоритм, с учетом повышенного быстродействия (0,02– 0,035 с), позволяет предотвратить возникновение лавины частоты и напряжения в островном режиме работы энергорайона с объектами РГ, а также минимизировать объемы УВ на ОН. На рисунке 5.8. представлена разработанная структурная схема устройства с усовершенствованным алгоритмом АЧР.

Для функционирования разработанного алгоритма АЧР проводится предварительное имитационное моделирование режимов работы энергорайона в различных схемно-режимных ситуациях, с целью определения возможных вариантов реализации АЧР в виде очередей УВ на ОН (групп электроприемников) и уставок АЧР в зависимости от режима функционирования энергорайона. Результаты имитационного моделирования вносятся в блок хранения результатов моделирования (БХРМ) для последующего выбора соответствующего вари-





Рисунок 5.8 – Структурная схема устройства с усовершенствованным алгоритмом АЧР

Предварительное имитационное моделирование обеспечивает эффективность усовершенствованного алгоритма АЧР, т.к. решает следующие задачи:

определение нормальных и аварийных режимов работы энергорайона,
с учетом возможного проведения ремонтных и эксплуатационных работ;

 определение допустимой величины дефицита активной мощности в энергорайоне для каждого состава включенных ГУ на объектах РГ;

 определение мощности нагрузки, подлежащей отключению устройством АЧР в каждой схемно-режимной ситуации;

 распределение мощности нагрузки, подлежащей отключению устройством АЧР, по узлам энергорайона и секциям шин;

 выбор нагрузок, подлежащих отключению исполнительными устройствами, расположенными в секционных ячейках (шкафах; сборках);

- распределение нагрузки, подлежащей отключению по очередям.

Поскольку АЧР должна функционировать в тех случаях, когда в энергорайоне возникает аварийный дефицит мощности, то в процессе имитационного моделирования определяют, при аварийном отключении каких элементов возникает нарушение баланса мощности. Для каждого исходного режима рассматривается несколько сценариев развития аварийного процесса, в том числе, с последовательным отключением нескольких элементов – ГУ объектов РГ, ПС (ТП, РП), силовых трансформаторов, ЛЭП и др. Из многообразия аварийных режимов выбираются такие, при которых в энергорайоне в целом или в отдельных его частях будет возникать наибольший небаланс мощности, например, в случае отключения наиболее мощных ГУ объектов РГ при КЗ на шинах, отключении наиболее значимых ЛЭП или разделении энергорайона на части.

В текущем режиме проводятся измерения токов в ветвях и напряжений в узлах энергорайона, фиксируется положение КА в энергорайоне и определяется режим функционирования энергорайона. Средствами программного обеспечения АЧР производится расчет частоты, скорости изменения частоты, скорости изменения напряжения в узлах энергорайона, а также величины дефицита активной мощности, с учетом данных от блоков КПР. Информация о положении КА (отключено/включено) в сети внутреннего электроснабжения энергорайона позволяет определить состояние электрооборудования и текущую конфигурацию сети (ГУ объектов РГ; ЛЭП; силовые трансформаторы; основные электроприемники, шиносоединительные и секционные КА и др.) [386].

Важно отметить, что параметры аварийного режима напрямую определяют алгоритм функционирования АЧР, выбираемый на основании результатов предварительного имитационного моделирования. По значениям дефицита активной мощности, частоте, скорости изменения частоты, напряжению, скорости изменения напряжения из БХРМ выбирается соответствующий вариант реализации алгоритма АЧР, определяют необходимость ввода второй (последующих) очереди АЧР, а также необходимые объемы ОН. Последние определяется, с одной стороны, величиной дефицита активной мощности, составом и размещением ГУ объектов РГ, а с другой стороны, кратковременно допустимым значением частоты, до которого необходимо ее восстановить, за счет действия АЧР. Предусмотрена реализация УВ на ОН с помощью системы быстродействующих коммуникаций (с использованием протокола МЭК 61850).

Существенным отличием разработанного усовершенствованного алгоритма АЧР является то, что в нем учитывается величина и скорость снижения напряжения, которые являются определяющими для обеспечения устойчивости двигательной нагрузки. Данное обстоятельство позволяет, в зависимости и глубины и длительности снижения напряжения, учитывать при формировании УВ на ОН, в том числе, технологические особенности электроприемников, т.е. прогнозироваться объемы нагрузки, которые самопроизвольно отключаются при снижении напряжения в каждом конкретном узле энергорайона.

5.6 Особенности процессов со снижением напряжения

Если напряжения в узлах энергорайона снижаются по причине аварийных отключений и перегрузок электросетевых элементов, то могут возникать опрокидывания электродвигателей, рост потребления ими активной и, особенно, реактивной мощности. Это может спровоцировать возникновение лавины напряжения, которая, при различных условиях электроснабжения и электропотребления, начавшись в одном узле, способна охватить весь энергорайон. Установившиеся значения напряжений, по данным расчетов, после лавины напряжения находятся в диапазоне 10–40 % от $U_{\text{ном}}$. Возможности самозапуска электродвигателей и, соответственно, необходимые объемы их отключения, зависят от множества факторов, а не только от величины контролируемого напряжения в момент времени, когда срабатывает устройство АОСН [9].

Пример лавины напряжения на шинах 6 кВ промышленного предприятия с нагрузкой, состоящей в основном из СД и АД, показан на рисунке 5.9.



Рисунок 5.9 – Переходный процесс с лавиной напряжения: напряжение на шинах электроприемников (*a*); потребление нагрузкой активной и реактивной мощности (б)

Здесь нулевому времени соответствует самое низкое действующее значение напряжения (в этот момент времени электрический центр качаний практически совпадал с шинами 6 кВ, на которых выполнялись измерения). В натурном эксперименте напряжение в сети внешнего электроснабжения энергорайона медленно понижалось. После того, как оно на шинах 6 кВ приблизилось к 5 кВ, возник самопроизвольный лавинный процесс; напряжение понизилось в среднем до 2,3 кВ (некоторое повышение среднего напряжения после $t \approx 2$ с обусловлено отключениями части электроприемников) [327]. В определенный момент времени напряжение оказалось $< U_{\kappa p}$, поэтому работа большинства электроприемников была нарушена в темпе развития лавины напряжения.

Для предотвращения возникновения лавины напряжения, когда другие средства нормализации напряжения отсутствуют, необходимы тем бо́льшие объемы ОН, чем больше ее запаздывание.

Рассмотрим пример расчета, выполненного для реального промышленного энергорайона с суммарным электропотреблением 10 МВт и долей АД в составе нагрузки равной 90 %. Питание нагрузки осуществляется от мощной ТЭЦ через сеть электроснабжения напряжением 6 кВ. Суммарное эквивалентное сопротивление внешней сети, приведенное к напряжению 6 кВ, $Z_{_{ЭКВ}} \approx 0,6$ Ом. В энергорайоне имеется объект РГ с одной ГПУ мощностью 2 МВт, используемой в качестве резервного источника питания. В рассчитанных переходных процессах вследствие трехфазного КЗ длительностью 0,2 с ослабляется связь между энергосистемой и энергорайоном ($Z_{_{ЭКВ}}$ увеличивается в 1,5 раза).

Запаздывание ОН от начала КЗ ΔT заданы в размере 4 с и 0,3 с (рисунок 5.10*a*,*б*), объемы разгрузки действием АОСН в каждом расчете выбраны близкими к предельным для предотвращения возникновения лавины напряжения.



Рисунок 5.10 – Переходные процессы, различающиеся быстродействием разгрузки действием АОСН: время реализации ОН – 4 с (*a*); время реализации ОН – 0,3 с (*б*), *U* – напряжения в двух узлах точках энергорайона; *P* – переток активной мощности в энергорайон из энергосистемы, *OH* – отключение нагрузки, Δ*P*_н – величина снижения послеаварийной нагрузки по сравнению с доаварийной

Величины минимально необходимых объемов ОН ($\Delta P_{\rm H}$) зависят от всех параметров нагрузки и сети, а также от вида и места КЗ. На рисунке 5.11 пока-

зана усредненная зависимость $\Delta P_{\rm H}$ от величины запаздывания разгрузки ΔT для рассматриваемого промышленного энергорайона.

Если ΔT велико, то необходима разгрузка, позволяющая всем самопроизвольно не отключившимся электродвигателям запуститься из практически остановившегося состояния. Если значение ΔT мало, то самозапуски начинаются со скольжений, достигнутых за время КЗ. В этом случае суммарные токи самозапуска будут значительно меньше и процесс восстановления нормального электроснабжения электроприемников будет более благоприятным.

В приведенном на рисунке 5.10*б* случае пуск алгоритма АОСН с высоким быстродействием должен происходить при снижении напряжения на шинах питающей энергорайон ПС (в расчете при $U = 0,75 U_{\text{ном}}$) при наличии сигнала об отключении одной из питающих энергорайон ЛЭП, что приводит к снижению пропускной способности сети внешнего электроснабжения.

Однако, быстродействующее ОН действием АОСН должна блокироваться при поступлении сигнала о том, что величина суммарной нагрузки энергорайона меньше заданной, т.к. при малой нагрузке (здесь при $P_{\rm H} < 8$ MBT) нет условий для возникновения лавины напряжения. Следовательно, в АОСН необходим контроль состояния схемы сети внешнего электроснабжения энергорайона для изменения алгоритма работы и уставок, в том числе в ремонтной схеме.



Рисунок 5.11 – График влияния запаздывания ОН на необходимую ее величину при К⁽³⁾

Эффективность АОСН существенно зависит от уставки срабатывания по напряжению. Очевидно, что наиболее опасны случаи, когда критические напряжения выше уставки, тогда лавина напряжения может развиться прежде, чем будет реализована разгрузка [387].

Основные факторы, вызывающие повышение критических напряжений и вероятность возникновения лавины напряжения: – большая загрузка ЛЭП, питающих рассматриваемый энергорайон, и пониженные напряжения в сети внешнего электроснабжения;

- преобладание АД в составе нагрузки, особенно АД 6–10 кВ;

использование СД с коэффициентами мощности, близкими к единице,
с отключенными устройствами АРВ;

преобладание электродвигателей с тяжелыми условиями пуска;

- применение прямых пусков мощных электродвигателей [352].

Величины критических напряжений на шинах АД и СД могут быть оценены по условиям их статической устойчивости, для остальных электроприемников $U_{\rm kp} \approx 0.75 U_{\rm HOM}$, что в основном связано с их самоотключениями. В различных узлах энергорайона величины критических напряжений могут быть различны и находится в диапазоне 20–90 % от $U_{\rm HOM}$. Крайние случаи, когда $U_{\rm kp} \approx 20-30$ % от $U_{\rm HOM}$, характерны для мало загруженных центробежных компрессоров, а $U_{\rm kp} \approx 90$ % от $U_{\rm HOM}$ – для СД с большой активной мощностью, без выдачи реактивной мощности, с отключенными устройствами АРВ. Широко распространенный диапазон вариаций величин $U_{\rm kp} \approx 60-90$ % от $U_{\rm HOM}$.

Важно отметить, что значения $U_{\rm kp}$ в узлах напряжением 110 кВ и выше, удаленных от шин электроприемников, могут быть существенно больше, чем критические напряжения на шинах самих электроприемников, так как при пониженных напряжениях потери напряжения в сети возрастают. Поэтому для правильного определения $U_{\rm kp}$ следует дополнять расчетную схему основными ЛЭП и силовыми трансформаторами, связывающими рассматриваемый узел с шинами электроприемников напряжением 6–20 кВ. Без выполнения таких расчетов определить фактические величины $U_{\rm kp}$, а также осуществить обоснованный выбор параметров настройки пусковых органов АОСН невозможно [12].

В случае, если лавина напряжения является следствием выделения энергорайона с объектами РГ в островной режим работы с большим дефицитом активной мощности, то снижение частоты, начавшееся в момент выделения, прекратится после прохождения лавины напряжения (около секунды или менее). В таких схемно-режимных условиях для ускорения разгрузки следует использования в качестве пускового признака – факт выделения энергорайона.

Если же выделению энергорайона с объектами РГ предшествовало КЗ, то дефицит мощности будет возникать не с момента начала аварии, а после ликвидации КЗ. К этому времени электродвигатели успевают в большей или меньшей мере затормозиться, что облегчит возникновение лавины напряжения. Причинами дефицита мощности могут стать отключения ЛЭП вследствие КЗ, питающих большую группу электродвигателей (особенно в ремонтном режиме), или разрыв кольцевых линий, проходящих через ряд крупных ПС.

Находящиеся в эксплуатации устройства АОСН отстроены по времени от тех кратковременных снижений напряжения, при которых УВ не требуются или опасны. Излишние отключения электроприемников, которые могли бы успешно продолжать работу после восстановления напряжения, недопустимы. Поэтому выдержки времени ступеней АОСН в диапазоне 4–22 с являются вынужденными. Их величина согласуется с устройствами РЗ (ABP; AПB), имеющими наименьшее быстродействие, но от срабатывания которых зависит процесс восстановления контролируемого напряжения.

Одновременно, значительные выдержки времени существенно снижают эффективность разгрузки действием АОСН в наиболее опасных схемнорежимных ситуациях. Наибольший эффект в этих случаях дает первая ступень АОСН с максимальным быстродействием, если под нее заведен наибольший объем нагрузки. Реализация ОН второй и последующими ступенями АОСН, с учетом интервала времени между ступенями в 3–4 с, либо бесполезно, так как уже прошла лавина напряжения, либо их срабатывания никогда не произойдет, так как затяжные режимы со снижением напряжения, особенно в узлах промышленной нагрузки, маловероятны. Равномерное распределение нагрузки между ступенями АОСН в этом случае является неэффективным.

В узлах промышленной нагрузки применение быстродействующей ступени АОСН с выдержкой времени 0,5–0,7 с и блокировкой при КЗ и НАПВ является абсолютно неэффективной мерой, так как именно КЗ на питающей линии может провоцировать возникновение лавины напряжения в энергорайоне. Использование разрешающего сигнала на срабатывание ступеней АОСН от измерительного органа максимальной скорости изменения напряжения прямой последовательности (dU/dt) в этом случае также неэффективно, так как с учетом времени реализации УВ на ОН, отключение произойдет после прохождения лавины напряжения.

Быстродействующая разгрузка действием АОСН целесообразна в таких условиях электроснабжения, когда вероятность того, что разгрузка будет избыточной, мала, а вероятность возникновения лавины напряжения при запаздывании разгрузки велика. Такие условия могут сложиться, если наблюдается утяжеленный режим и одновременно возникает:

– КЗ на одной из основных питающих энергорайон ЛЭП;

 КЗ двухфазное на землю или трехфазное в любой точке прилегающей сети 110–220 кВ.

Условия, характеризующие утяжеленный режим в сети внешнего электроснабжения, фиксируемые блоком КПР, следующие:

 – значительное ослабление сети внешнего электроснабжения (вывод в ремонт одной или нескольких питающих ЛЭП);

 напряжение в сети внешнего электроснабжения находится на уровне минимально допустимых значений;

 суммарное потребление энергорайона больше максимально допустимого (режим максимальных нагрузок при выводе в ТОиР ГУ на объектах РГ).

В указанных условиях отстройка АОСН по времени от действия устройств РЗ, АВР и АПВ гарантированно приведет к возникновению лавины напряжения и погашению всего энергорайона. Нетрудно убедиться, что:

- необходимые объемы OH зависят от места и длительности K3;

– крутизна зависимости $\Delta P_{\rm H} = f(\Delta T)$ в зоне малых значений ΔT тем больше, чем меньше у электродвигателей средневзвешенная механическая постоянная инерции T_J ;

 величины необходимой загрузки уменьшаются, если преобладают АД на напряжении 0,4 кВ, коммутируемые через обычные магнитные пускатели, которые при провалах напряжения самопроизвольно отключаются.

Значения критического времени перерыва электроснабжения ($T_{\rm кp}$) для различных энергорайонов разные, а именно:

 $- \approx 0,1$ с – при провале напряжения сложный и непрерывный производственный процесс необратимо нарушается по причине самоотключений магнитных пускателей, срабатываний устройств технологической защиты и автоматики, не имеющих выдержек времени, и аналогичным причинам;

 единицы секунд – причиной нарушений работы энергорайона является увеличение длительности перерыва электроснабжения на время КЗ и бестоковой паузы (работа устройств АВР или АПВ);

– секунды или десятки секунд – ограничивающим фактором является невозможность осуществления самозапусков всех ответственных электродвигателей из-за значительных величин пусковых токов и низких напряжений, а последовательные повторные пуски электродвигателей после восстановления питания не эффективны, так как производственный процесс нарушается раньше, чем может быть реализована программа повторных пусков; – бо́льшие отрезки времени, вплоть до нескольких часов включительно, когда технологический процесс имеет значительную инерцию и в течение некоторого времени может быть возобновлен без значительного ущерба. Однако, если технологические параметры вышли из области допустимых значений, то велика вероятность нарушения процесса с негативными последствиями.

Необходимость в разработке схемно-алгоритмического решения по совершенствованию АОСН для энергорайонов с объектами РГ продиктована свойствами двигательной нагрузки, особенностями процессов со снижением напряжения, величиной ущербов при нарушении технологических процессов, а также статистическими данными по частоте возникновения нарушений в сети внешнего электроснабжения.

Важно отметить, что для каждого энергорайона алгоритмы работы и параметры настройки АОСН будут различными, а их выбор должен основываться на анализе результатов комплексных расчетов электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях. При этом очевидна целесообразность реализации мероприятий по предотвращению возможности возникновения в энергорайоне лавины напряжения.

5.7 Меры по предотвращению лавины напряжения в энергорайоне

Для предотвращения возникновения лавины напряжения при аварийных возмущениях или недопустимых отклонениях параметров режима необходимо решить задачу выбора эффективных УВ и их объемов, которые должны быть превентивно реализованы в сети внешнего и/или внутреннего электроснабжения энергорайона.

В соответствии с требованиями п. 6.2.2.3–6.2.2.4 [388] при снижении напряжения ниже минимально допустимого дежурный персонал, осуществляющий регулирование напряжения, должен выполнить ряд действий, направленных на повышение напряжения до минимально допустимой величины, включая ввод графиков временного отключения (ГВО).

Указанные мероприятия могут быть реализованы персоналом только в условиях медленного протекания процессов со снижением напряжения, однако, в целом ряде схемно-режимных условий априори известно, что практически любое возмущение в сети внешнего или внутреннего электроснабжения может привести к возникновению лавины напряжения. В этом случае, целый ряд превентивных УВ может быть реализован до момента возникновения опасных возмущений, что позволит полностью отказаться от ОН или минимизировать ее объемы, что существенно для промышленных энергорайонов.

Устройства АОСН должны использовать УВ на ОН в качестве дополнительной (резервной) меры при недостаточности сетевых мероприятий и наличии обоснования. Однако, в большинстве случаев используется именно они, что обусловлено отсутствием каналов связи с объектами управления, соответствующих требованиям по надежности и быстродействию, невозможностью реализации УВ по причине принадлежности оборудования другим субъектам электроэнергетики и т.п. Перечисленные проблемы могут быть успешно решены в промышленных энергорайонах с объектами РГ, где имеются собственные ГУ объектов РГ, СКРМ, а также информационная сеть, используемая автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Реализация превентивных УВ дает возможность повысить уровни напряжения в узлах нагрузки, к которым относится:

автоматическое изменение коэффициентов трансформации силовых трансформаторов;

форсировка выдачи реактивной мощности СКРМ;

– комплексное управление загрузкой ГУ по активной и реактивной мощности (при максимально допустимом полном токе генератора и активной мощности, меньшей номинальной, подобрать такое значение соѕф, при котором обеспечивается наибольшее повышение напряжения) [389].

Если предположить, что реализуемый набор УВ задан в общем виде, т.е. определены узлы, в которых реализуются УВ, и вид УВ (например, генерация реактивной мощности), то решаемая задача сводится к расчету необходимых приращений этих параметров. Приращения параметров должны обеспечить необходимую коррекцию режима в узлах, где уровни напряжения близки к значениям $U_{\rm kp}$, без ухудшения режима электропотребления в других узлах нагрузки. При этом задаются ограничения на величины УВ, определяемые допустимыми режимами работы электрооборудования их реализующих, представленные в виде неравенств, которые должны быть соблюдены при решении задачи.

Система уравнений для решения задачи потокораспределения (расчета установившегося режима) по алгоритму Ньютона – Рафсона имеет на каждой итерации следующий вид

$$\begin{vmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} H & I \\ J & K \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{vmatrix}$$
(5.1)

где ΔP , ΔQ , $\Delta \theta$, ΔU – векторы приращений активной и реактивной мощностей, угла θ и напряжения; *H*, *I*, *J*, *K* – составляющие матрицы, обеспечивающие пересчет параметров.

Допустим, что задача расчета УВ сводится к необходимости определения величин инжекций реактивных мощностей в заданных узлах сети внешнего и/или внутреннего электроснабжения энергорайона, которые должны обеспечить требуемые значения модулей напряжений в узлах энергорайона, для предотвращения лавины напряжения.

Для достижения заданных значений модулей напряжений на первом шаге необходимо выполнить расчет вектора ΔU в правой части (5.1), который вычисляется по выражению

$$\Delta U = U_{\rm MM} - U_{\rm MMH, don} \tag{5.2}$$

где $U_{\text{изм}}$, $U_{\text{мин.доп}}$ – измеренное и минимально-допустимое напряжение в узле.

В рассматриваемом случае вектор ΔU является вектором заданных численных значений приращений напряжения. Решение задачи расчета вектора ΔQ , обеспечивающего требуемые значения приращений ΔU в узлах нагрузки, может быть наиболее просто получено, если подставить вычисленные согласно (5.2) приращения ΔU в правую часть равенства (5.1) и решить полученную таким образом систему уравнений.

Особенностью формируемой системы уравнений является то, что часть вектора заданных значений приращений переменных в системе уравнений потокораспределения для электрической сети оказывается в правой части системы. Этой частью полного вектора является вектор ΔU в узлах с пониженными напряжениями. Для всех остальных узлов заданные значения приращений переменных устанавливаются в левой части данной системы уравнений.

Решение задачи определения вектора ΔQ , обеспечивающего заданные значения приращений ΔU в узлах нагрузки, может происходить следующим образом. Принимаем все элементы вектора ΔP в левой части (5.1) равными нулю. В соответствии с этим верхнее матричное уравнение в (1) будет иметь вид

$$0 = H\Delta\theta + I\Delta U \tag{5.3}$$

Из этого уравнения должен быть определен вектор, а полученное таким образом решение соответствует равенству

$$\Delta \theta = H^{-1}(-I\Delta U) = \Delta \theta' \tag{5.4}$$

Подстановка вычисленного вектора $\Delta \theta$ в нижнее матричное уравнение в (5.1) преобразует его к виду

$$\Delta Q = J \Delta \theta' + K \Delta U \tag{5.5}$$

С учетом уравнения (5.4) это позволяет получить следующее общее уравнение для определения вектора ΔQ

$$\Delta Q = JH^{-1}(-I\Delta U) + K\Delta U, \text{или}$$
$$\Delta Q = [JH^{-1}(-I) + K]\Delta U \qquad (5.6)$$

Полученное выражение (5.6), определяющее приращение вектора ΔQ , является решением задачи потокораспределения в линейной идеализации. Для формирования точного решения задачи, учитывающего нелинейность зависимости мощностей *P* и *Q* от модулей и фаз узловых напряжений, для вычисленных как показано выше новых значений *Q* (рассчитанных после добавления приращений ΔQ) необходимо решить задачу потокораспределения в классической постановке. При этом будут вычислены векторы θ и *U*, соответствующие новым значения мощностей.

Если значения модулей узловых напряжений будут достаточно близки к заданным величинам, то расчет может быть закончен. Если погрешность превышает допустимые пределы, необходимо выполнить еще один цикл расчета ΔU , ΔQ и U.

Для максимального эффекта представленный подход к предотвращению лавины напряжения в узлах нагрузки требует наличия в сети энергорайона ГУ объектов РГ и СКРМ с регулируемыми параметрами для реализации рассчитанных УВ.

На основе приведенного алгоритма, предусматривающего решение единой системы уравнений, относящейся ко всей энергосистеме в целом, может быть сформирован иерархический алгоритм. Иерархический алгоритм предполагает решение систем уравнений энергорайонов, входящих в структуру энергосистемы, и систему уравнений связи (СУС), определяющую значения граничных переменных энергорайонов.

В соответствии с общими принципами формирования иерархических алгоритмов расчета, планирования и управления режимами ЭЭС [390, 391] в ходе решения задачи необходимо сформировать и решать системы уравнений энергорайонов и систему уравнений верхнего уровня – систему уравнений связи.

Формируемые в ходе решения поставленной задачи системы уравнений энергорайонов будут иметь вид

$$\begin{vmatrix} \Delta P_{BH} \\ \Delta Q_{BH} \\ \Delta P_{\Gamma P} \\ \Delta Q_{\Gamma P} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A \\ A \\ \Delta U_{BH} \\ \Delta Q_{\Gamma P} \\ \Delta U_{\Gamma P} \end{vmatrix}$$
(5.7)

где $\Delta P_{BH}, \Delta Q_{BH}, \Delta U_{BH}$ – векторы приращений активной и реактивной мощностей и напряжения внутри энергорайона; $\Delta P_{\Gamma P}, \Delta Q_{\Gamma P}, \Delta U_{\Gamma P}$ – векторы приращений активной и реактивной мощностей и напряжения в граничных узлах энергорайона, A – матрица пересчета параметров.

Векторы ΔP и ΔU в данной системе уравнений являются векторами заданных численных значений приращений этих переменных.

Первым действием, которое должно выполняться на каждой итерации алгоритма после формирования системы уравнений (5.7), является исключение по методу Гаусса внутренних переменных энергорайонов из уравнений. В результате равенство (5.7) принимает следующую форму



Из уравнений нижней части системы (5.8) может быть получена следующая функциональная характеристика (ФХ) энергорайона

$$\begin{vmatrix} \Delta P_{\Gamma P} \\ \Delta Q_{\Gamma P} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} B \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \Delta Q_{\Gamma P} \\ \Delta U_{\Gamma P} \end{vmatrix} + C, \qquad (5.9)$$

(5.8)

где *B* – матрица пересчета параметров, *C* – вектор коэффициентов, не зависящих от $\Delta Q_{\Gamma P}$, $\Delta U_{\Gamma P}$.

Полученные выражения в правой части ФХ энергорайона необходимо подставить в уравнения баланса мощностей в граничных узлах энергорайона. Таким образом будет сформирована система уравнений связи для определения приращений модулей и фаз напряжений в граничных узлах, имеющая вид

$$\left| D \right| \left| \begin{array}{c} \Delta Q_{\Gamma P} \\ \Delta U_{\Gamma P} \end{array} \right| = E, \qquad (5.10)$$

где **D** и **E** – соответственно матрица и вектор, определяющие систему уравнений.

Полученные в результате решения системы уравнений (5.10) значения приращений модулей и фаз напряжений в граничных узлах должны быть подставлены в (5.8). После выполнения обратного хода по методу Гаусса будут получены значения напряжений в узлах энергорайона.

Представленный алгоритм дает возможность совместного оптимального использования ресурсов по реактивной мощности для поддержания заданных уровней напряжения в узлах нагрузки энергорайонов, а также в энергосистеме. Кроме того, он позволяет эффективно решать две задачи.

Первой является задача поддержания напряжений в узлах нагрузки энергорайона не ниже минимально допустимых значений. Величины напряжений для каждого узла должны определяться на основании расчетов режимов с корректным учетом состава нагрузки. При этом АОСН должна отслеживать в каждом узле нагрузки энергорайона выполнение условия

$$U_{\rm M3M} \ge U_{\rm MUH, \rm JOH} \tag{5.11}$$

При нарушении условия (5.11) в каком-либо из узлов энергорайона в ПК расчета установившихся режимов (УР) формируется вектор ΔU в соответствии с выражением (5.2). Вектор ΔU подставляется в правую часть системы уравнений (5.1). Следует отметить, что значения элементов вектора ΔU , относящихся к узлам, в которых выполняется условие (5.11) принимаются равными нулю.

Вычисленные значения приращений ΔQ должны быть реализованы в виде УВ в устройствах, генерирующих реактивную мощность, сначала в энергорайоне за счет воздействия на ГУ объектов РГ и СКРМ, а при их недостаточности (полном исчерпании резервов по Q) – в энергосистеме.

Второй является задача расчета УВ, которые реализуются АОСН после возникновения аварийного возмущения, и для каждого их которых вектор УВ должен быть рассчитан заранее. При этом общий алгоритм расчета и реализации УВ в АОСН выглядит следующим образом.

Для рассматриваемого энергорайона на первом этапе рассчитываются УР, возникающие после аварийного возмущения во всем множестве схемнорежимных ситуаций. Каждый УР рассчитывается при условии равенства нулю всех элементов вектора УВ – ΔQ . Информация о каждом УР будет содержать данные о численных значениях напряжений в узлах нагрузки энергорайона. На основании этих данных затем вычисляется вектор ΔU в правой части (5.1) по выражению (5.2), а затем проводится расчет вектора ΔQ , как изложено выше. Полученные значения элементов вектора ΔQ фиксируются для каждой схемнорежимной ситуации, входящей в список анализируемых аварий, для которых рассчитывается вектор УВ на данном интервале времени.

При возникновении аварии, после распознавания и идентификации режима, информация о соответствующем векторе УВ направляется на реализацию в соответствующих исполнительных устройствах. После реализации первоначальных УВ осуществляется дальнейший контроль параметров режима в энергорайоне и в случае необходимости, по аналогичному алгоритму могут быть сформированы и реализованы дополнительные УВ. Двухэтапный подход позволит минимизировать объемы УВ на первом этапе, а также на втором этапе максимально точно учесть реакцию нагрузки на аварийное возмущение и реализацию первоначальных УВ.

Учитывая, что при такой постановке задачи реализовать быстродействующий алгоритм АОСН, как локальной ПА, не представляется возможным, выполнена разработка схемно-алгоритмического решения по совершенствованию АОСН для энергорайонов с объектами РГ.

5.8 Схемно-алгоритмическое решение АОСН

Разработано схемно-алгоритмическое решение по усовершенствованию АОСН, в котором используется информация о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков контроля предшествующего режима и результаты комплексных расчетов режимов (имитационного моделирования). Данное решение, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), позволяет отказаться от ОН или минимизировать ее объемы за счет ввода превентивных УВ. На рисунке 5.12 представлена разработанная структурная схема АОСН с усовершенствованным алгоритмом.

Для предотвращения лавины напряжения и недопущения излишней разгрузки, вызывающей значительные ущербы у промышленных потребителей, в усовершенствованном алгоритме АОСН используются пусковые и блокирующие органы. Они позволяют с достаточной точностью определять целесообразность и объем быстродействующей разгрузки, а также эффективность реализации других УВ в каждой конкретной схемно-режимной ситуации.

Множество вариантов реализации алгоритма функционирования АОСН с набором УВ и их объемами формируется на основании результатов предварительного имитационного моделирования для всех возможных схемнорежимных ситуаций. Результаты имитационного моделирования вносятся в блок хранения результатов моделирования (БХРМ) для последующего выбора
соответствующего варианта реализации алгоритма АОСН в каждом конкретном аварийном режиме работы энергорайона. Выбор варианта реализации алгоритма АОСН производится на основании информации от соответствующих датчиков (напряжения; мощности; направления мощности) и блока контроля положения КА в сети внешнего и внутреннего электроснабжения.



Рисунок 5.12 – Структурная схема АОСН с усовершенствованным алгоритмом

В усовершенствованном алгоритме АОСН предусматривается передача информации от систем технологической безопасности промышленного предприятия (включение автоматики повторного пуска электродвигателей и/или пуск резервных технологических установок; передача команд технологического управления производством и т. п.), с возможностью выдачи блокирующих сигналов в схемно-режимных условиях, когда это может спровоцировать возникновение лавины напряжения.

Контроль текущего баланса активной и реактивной мощностей в энергорайоне реализуется в АОСН для оптимального выбора объемов УВ, в том числе с использованием данных от блоков КПР, что особенно важно при выделении энергорайона в островной режим работы.

Восстановление электроснабжения нагрузки после работы АОСН возможно частями (ступенями) после получения разрешения от дежурного персонала энергорайона с контролем напряжения после включения каждой ступени, а также с учетом особенностей технологии промышленного производства. Это позволяет не допускать включения следующих ступеней, пока полностью не завершился пуск предыдущей группы электродвигателей. Реализация разработанного алгоритма функционирования АОСН в реальных условиях возможна, так как площади промышленных энергорайонов составляют от единиц до десятков км², при этом современные промышленные предприятия, как правило, имеют собственные информационные сети, используемые в АСУ ТП для передачи технологической информации.

Устройство АОСН с усовершенствованным алгоритмом реализует как превентивные УВ, так и УВ при возникновении различных аварийных возмущений. При этом обеспечивается необходимое быстродействие для предотвращения возникновения лавины напряжения, а также минимизация объемов ОН или полный отказ от отключений в ряде схемно-режимных ситуаций.

5.9 Подходы к проектированию КЛ и обоснованию применения СМТ

Основным назначением систем мониторинга температуры (СМТ) кабельных линий (КЛ) с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) напряжением 110 кВ и выше принято считать контроль за температурой фаз кабелей в различных режимах работы сети: нормальном, аварийном, послеаварийном.

В ряде случаев эксплуатационный персонал не согласовывает проектное решение по установке СМТ на КЛ, аргументируя данный подход тем, при проектировании КЛ учтены все основные особенности КЛ, включая режимы ее работы и трассы пролегания: температура грунта, глубина заложения, удельное тепловое сопротивление грунта, расстояние между фазами, число групп кабелей (число цепей), наличие участков прокладки в трубах и параметры труб, схема заземления экранов, график нагрузки и т.д. Кроме того, особое внимание при проектировании КЛ уделяется тем местам, где возможен повышенный нагрев кабеля, к ним традиционно относятся пересечения (сближения) рассматриваемой кабельной линии с другими КЛ, а также трубами систем горячего водоснабжения или отопления [392].

Правильный учет перечисленных факторов делает маловероятным образование на трассе КЛ в процессе эксплуатации участков, где температура повышается сверх допустимых для изоляции значений, особенно с учетом того, что большинство КЛ проектируются со значительным запасом.

Важно отметить, что в России подавляющее число КЛ выполняется в двухцепном исполнении, и расчетным режимом для выбора сечения токопроводящей жилы (ТПЖ) кабеля является случай, когда одна из цепей длительно выведена в ремонт, а вторая обеспечивает электроснабжение всей нагрузки. Руководствуясь указанным принципом получается, что в нормальном режиме работы КЛ, когда обе цепи включены, каждая из них загружена не более чем на 50 %. Фактическая загрузка КЛ оказывается всегда ниже 50 %, поскольку мощность нагрузки принимается для расчетов с учетом прогноза ее непрерывного роста в пятилетней перспективе.

В данных условиях становится ясным, что даже серьезные ошибки проектирования не способны привести к тому, чтобы фактическая температура изоляции КЛ смогла бы приблизиться к своим предельным значениям. Поэтому, большинство вводимых в эксплуатацию КЛ напряжением 110 кВ и выше в первые годы эксплуатации в нормальном режиме имеют температуру ТПЖ не более $30-50^{\circ}$ С, при допустимой 90° С, а, следовательно, установка СМТ для мониторинга режимов работы таких КЛ малоэффективна.

Кроме того, субъекты оперативно-диспетчерского управления выдвигают дополнительное, помимо критерия «N-1», требование по выбору сечения ТПЖ новых двухцепных КЛ 110-220 кВ, с учетом возможного наброса нагрузки при отключении одной или нескольких шунтирующих ЛЭП более высоких классов напряжения. С одной стороны данное требование можно считать обоснованным, так как оно позволяет предотвратить каскадное развитие аварий, связанных с отключением ЛЭП сверхвысокого напряжения, и набросом нагрузки на сеть 110-220 кВ. В этом случае пропускная способность КЛ будет достаточная и потребителей отключать не потребуется. С другой стороны, применение при проектировании критерия «N-2» приводит к значительному удорожанию строительства КЛ, и, как следствие, ее работе с нагрузкой 20–40 % в большинстве (95–98 %) схемно-режимных ситуаций. Завышение пропускной способности КЛ не позволяет в полной мере использовать СМТ для ведения режимов КЛ дежурным персоналом энергорайона [393-395].

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что большую часть срока службы КЛ напряжением 110-220 кВ работают с токовыми нагрузками значительно меньшими, чем максимально или аварийно допустимые, а температура изоляция сможет выйти на предельное значение только при следующем маловероятном стечении нескольких обстоятельств:

- из двух цепей в работе остается одна (критерий «N-1»);

– мощность нагрузки достигнет прогнозных значений;

суточный график нагрузки не имеет резко переменного характера,
стремясь к заявленному максимуму в течение суток.

5.10 Повышение эффективности использования СМТ на КЛ

Проведем анализ схемно-режимных условий, когда наличие СМТ на КЛ позволит предотвращать недопустимые перегрузки КЛ в процессе эксплуатации, а на этапе проектирования и строительства получить снижение сметной стоимости (кабель; соединительные и концевые муфты), поскольку не потребуется выбирать сечение ТПЖ КЛ со значительным запасом.

1. Отказ от выбора сечения ТПЖ КЛ по критерию «N-2».

Для КЛ, выбранной по критерию «N-1», в некоторых аварийных ситуациях, связанных с отказом более одного элемента сети, существует вероятность, что на какое-то время ток в ТПЖ окажется выше длительно допустимого значения ($I_{длит,доп}$) и тогда изоляция КЛ может перегреться. В таком случае наличие СМТ позволит в режиме реального времени контролировать температуру изоляции КЛ, а также предупреждать оперативно-диспетчерский персонал и дежурный персонал энергорайона о перегреве КЛ. Кроме того, при интеграции СМТ, в качестве первичного датчика температуры КЛ, в автоматику ограничения перегрузки оборудования (АОПО) – автоматически формировать УВ на разгрузку КЛ, с отключением, при необходимости, части нагрузки.

2. Использование для проектирования КЛ типового графика нагрузки.

В настоящее время в большинстве проектов КЛ типовой график нагрузки не учитывается, то есть предполагается, что нагрузка остается постоянной в течение суток, равной своему максимальному значению, при котором температура изоляции КЛ из СПЭ составляет 90[°]C. Поскольку у большинства потребителей максимум и минимум суточного графика нагрузки заметно отличается, то даже при отключении или выводе в ремонт одной из двух цепей КЛ температура ТПЖ за время максимума, как правило, не приближается к 90[°]C, ограничиваясь лишь 70–80[°]C. Учет графика нагрузки позволяет снизить сечение ТПЖ КЛ и повысит эффективность инвестиций.

3. Достижение предельных величин нагрузок.

В случае значительного роста плотности электрической нагрузки (например, при реализации программы реновации жилищного фонда) возможно возникновение перегрузок ЛЭП и силовых трансформаторов на ПС. Если КЛ оснащены СМТ, то это позволяет осуществлять контроль за температурой изоляции КЛ и не допускать ее перегрева.

Допустимость перегрузок КЛ не только подтверждается кабельными заводами, но и предусмотрена в международном стандарте [396] и в стандарте организации [397], при этом различают перегрузки КЛ:

 по температуре ТПЖ (изоляции), когда температура изоляции превышает значение, которое считается длительно допустимым (для СПЭ она составляет 90°С);

 по току ТПЖ, когда ток в жиле превышает значение, которое считается длительно допустимым для жилы в конкретных условиях прокладки.

Первый тип перегрузки весьма опасен, поскольку перегрев изоляции приводит к ее ускоренному старению. Согласно п. 4.1.5 [397] температура изоляции КЛ в нормальном режиме не должна быть более 90°С, а при перегрузке – не более 105°С. При этом суммарная продолжительность работы КЛ в режиме перегрузки – не более 100 часов за год и 1000 часов за срок службы, т.е. допускается лишь незначительный перегрев на достаточно короткое время.

Второй тип перегрузок, напротив, редко представляет опасность для КЛ, поскольку временное увеличение тока в жиле (на несколько часов) в силу инерционности тепловых процессов в кабеле и грунте, скорее всего, не успеет вызвать перегрев изоляции сверх допустимой температуры 90°С. Даже при значительном росте (снижении) нагрузки постоянная времени нагрева (охлаждения) кабеля, проложенного в грунте, составляет, как правило, от нескольких часов до нескольких суток.

5.11 Усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ

В соответствии с [200] АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ЛЭП. Для выбора уставок АОПО, в соответствии с [398], собственником КЛ должна быть предоставлена информация по длительно допустимой токовой нагрузке ($I_{длит.доп}$), с учетом технического состояния оборудования. Кроме того, при выборе выдержек времени для ступеней реализации УВ, таких как секционирование (деление) сети, отключение ГУ, ОН и отключение КЛ, необходимо полностью использовать перегрузочную способность КЛ.

Поскольку внешние климатические условия и техническое состояние КЛ в процессе эксплуатации изменяются, то и уставки АОПО необходимо выбирать с учетом указанных обстоятельств. Следовательно, для реализации принципа адаптивности целесообразно осуществить интеграцию СМТ в АОПО КЛ, которая является одним из видов локальной ПА.

В целях повышения эффективности СМТ КЛ был усовершенствован ал-

горитм и разработана структурная схема АОПО КЛ, представленная на рисунке 5.13, которая позволяет обеспечить реализацию вышеуказанных требований и минимизировать объемы ОН при перегрузке КЛ.

Устройство АОПО КЛ с усовершенствованным алгоритмом работает следующим образом. Для получения данных о температуре ТПЖ КЛ используются каналы телесигнализации термоконтроллера СМТ КЛ, по которым передается информация о температуре каждой фазы КЛ. В предложенном техническом решении подсистемой пофазного контроля токовой нагрузки КЛ одновременно контролируются токи в фазах КЛ, формирование разрешения на реализацию УВ, в случае превышения температуры, производится только при достижении уставки $I \ge I_{длит.don}$. Это позволяет предотвратить излишние срабатывания АО-ПО КЛ при неисправности без нарушения целостности распределенных датчиков температуры и оптико-волоконных линий передачи сигналов в СМТ.



Рисунок 5.13 - Структурная схема усовершенствованной АОПО КЛ

Одновременно СМТ КЛ осуществляет контроль целостности оптических волокон в кабеле и формирует, в случае их повреждения, блокирующий сигнал в подсистему контроля температуры фаз КЛ. В случае обрыва оптических волокон в любом из кабелей КЛ функция контроля допустимости нагрузки КЛ возлагается на подсистему пофазного контроля токовой нагрузки КЛ, которая будет формировать УВ и разгрузку КЛ, в случае возникновения перегрузки по току. Возможна реализация пофазной блокировки АОПО от обрыва оптических волокон (определяется проектом).

На этапе проектирования КЛ определяются и задаются уставки АОПО КЛ по $I_{длит.доп}$, $I_{авар.доп}$, допустимому и предельному значениям температуры КЛ, а также времени действия каждого из алгоритмов АОПО КЛ. Уставки по температуре и по токам (предупредительный сигнал; реализация УВ на разгрузку) задаются в СМТ КЛ и АОПО КЛ при наладке. Уточнение зависимости температуры ТПЖ КЛ от токовой нагрузки КЛ, с учетом условий прокладки и внешних климатических условий, осуществляется экспериментально на этапе наладки системы АОПО КЛ, с возможной ее корректировкой в процессе эксплуатации.

В случае превышения температуры ТПЖ КЛ допустимого или предельного значений в процессе перегрузки, а также при снижении температуры до допустимого значения в процессе остывания, устройство АОПО КЛ формирует соответствующие УВ. Решающий блок через блок реализации УВ обеспечивает выбранную приоритетность действий устройства АОПО КЛ для автоматического предотвращения недопустимой перегрузки КЛ. В условиях недостаточности или неэффективности мер по разгрузке КЛ может дополнительно потребоваться УВ на отключение КЛ с выдержкой времени [399, 400].

В решающем блоке АОПО КЛ реализуется функция запрета на включение отключенной действием АОПО КЛ нагрузки до момента вмешательства дежурного персонала энергорайона, дающего разрешение на ее включение. При снижении до допустимых значений температуры ТПЖ КЛ может быть реализовано как ручное, так и автоматическое включение отключенной от устройства АОПО КЛ нагрузки, в соответствии с ее приоритетностью и выбранной очередностью (определяется проектом).

Каналы телеизмерения термоконтроллера СМТ КЛ позволяют дежурному персоналу энергорайона получать информацию о текущих значениях температуры изоляции каждой фазы КЛ. В подсистеме контроля температуры фаз КЛ предусмотрена техническая возможность осуществлять расчет времени, оставшегося до достижения допустимого и предельного значений температуры, а также формировать сообщения об оставшемся времени до начала реализации УВ, в промежутке от допустимой до предельной температур, при текущей токовой нагрузке. Указанная информация может быть использована дежурным персоналом энергорайона для принятия оптимальных решений по нормализации режима работы энергорайона, особенно в послеаварийных режимах.

С учетом присоединения к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов объектов РГ, имеющих возможность быстро принять нагрузку, в АО- ПО КЛ реализуется возможность ликвидации термической (токовой) перегрузки КЛ за счет автоматического запуска и набора мощности ГУ объектов РГ.

Вводимые в работу объекты РГ, как правило, не оснащаются заводамиизготовителями средствами автоматизации, однако для реализации указанных возможностей необходимо полностью автоматизировать процесс пуска ГУ, оснастить их средствами приема/передачи информации, в т.ч. УВ от устройств АОПО КЛ. Дополнительно необходимо обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности ГУ на скорость набора мощности, позволяющую осуществить разгрузку КЛ в необходимом объеме [401-403].

В сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов, где трансформаторные подстанции (ТП) 6–20 кВ подключены к двум питающим ПС 110 кВ, а на ТП установлены устройства АВР, то одним из УВ АОПО КЛ может быть отключение рабочих вводов на ТП, что позволяет изменить конфигурацию сети и разгрузить КЛ, не нарушив электроснабжение потребителей [404].

Разработанный алгоритм АОПО КЛ, благодаря интеграции с СМТ КЛ, позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности, а также реализовывать УВ на автоматическую загрузку и пуск ГУ объектов РГ, изменение конфигурации сети и др., осуществляя ОН в минимально необходимых объемах для обеспечения надежного электроснабжения максимально возможного количества электроприемников.

5.12 Анализ современных систем мониторинга и диагностики СТ

Целью внедрения систем мониторинга и диагностики (СМиД) на силовых трансформаторах (СТ) является обеспечение эксплуатационного персонала следующей информацией:

 текущее техническое состояние СТ, причины и дефекты, обуславливающие ухудшение состояния СТ;

 остаточный, на текущий момент времени, ресурс работы СТ, т.е. возможная длительность безаварийной эксплуатации при выявленных и развивающихся дефектах;

 эффективность и сроки проведения ремонтных работ, которые должны быть выполнены для дальнейшей безаварийной эксплуатации СТ.

Нагрузочная способность СТ определяется предельно допустимым значением температуры, полученным на основе опыта длительной эксплуатации, при котором обеспечивается нормированный срок службы изоляции.

Важно отметить, что понятие предельно-допустимого значения температуры СТ интерпретируется по-разному в разных НТД. Так, например, согласно [405, 406], рассматривается среднее превышение температуры обмотки над температурой окружающей среды. В то же время, согласно [407, 408], в качестве допустимого значения температуры принимается температура наиболее нагретой точки (ННТ) обмоток СТ. Рекомендации [407, 408] по предельно допустимым нагрузкам основаны на расчетах, с учетом мощности СТ и типов нагрузки: нормальный продолжительный режим, нормальный режим с систематическими нагрузками, режим аварийной перегрузки. В последнем случае расчетным путем определяются также потери срока службы. Так как в большинстве используемых в России СМиД СТ применяются математические модели, предложенные в [408], то можно считать, что результаты расчетов нагрузочной способности СТ у всех СМиД будут идентичными.

Для более точной оценки нагрузочной способности конкретного СТ напряжением 35 кВ и выше необходимо в объеме заводских приемо-сдаточных испытаний проводить испытания на нагрузочную способность, с приложением соответствующих характеристик к паспорту СТ.

В эксплуатации применяются разработки специализированных ПАК по контролю длительности перегрузок, предназначенных для контроля теплового режима СТ и автоматического прогнозирования в режиме on-line их предельнодопустимых нагрузок, в зависимости от ожидаемой длительности нагрузки, с выдачей предупредительной и аварийной сигнализации.

К преимуществам современных СМиД СТ следует отнести возможности:

 проводить оперативный контроль основных параметров СТ в режиме on-line, включая анализ допустимости систематических и аварийных перегрузок (величину и длительность);

 выполнять ретроспективный анализ основных параметров, характеризующих техническое состояние СТ;

своевременно выявлять негативные тенденции и осуществлять вывод
СТ из работы до возникновения аварийных режимов;

 формировать библиотеку состояний контролируемого СТ, обеспечивающую индикацию перехода в аварийный режим;

- обосновывать продление срока службы CT;

- планировать периодичность и объемы текущих ремонтов и техниче-

ского обслуживания, исходя из фактического технического состояния СТ;

 повысить эффективность анализа причин аварийных отключений СТ за счет более полной информации о предаварийных режимах.

Учитывая функциональность современных СМиД СТ представляется целесообразным осуществить их интеграцию с устройствами АОПО СТ для максимального использования нагрузочной способности СТ, с учетом фактического технического состояния, с целью минимизации объемов и времени ОН в режимах систематических и аварийных перегрузок. Это позволяет обеспечить адаптивность уставок АОПО СТ, а также исключает необходимость задания нескольких групп уставок для летних и зимних температур наружного воздуха.

5.13 Схемно-алгоритмическое решение АОПО СТ

Разработано схемно-алгоритмическое решение по усовершенствованию АОПО СТ, предусматривающее интеграцию с СМиД, для контроля за температурой обмоток (верхних слоев масла) и блоком управления системой охлаждения. Предлагаемое устройство АОПО СТ позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности СТ, превентивно охлаждать трансформатор перед возникновением перегрузки, что создает условия для отказа от ОН или минимизации ее объемов.



Рисунок 5.14 – Структурная схема АОПО СТ с усовершенствованным алгоритмом

Важно отметить, что современные СТ оснащаются СМиД на заводахизготовителях, другие – при капитальных ремонтах, которые обеспечивают в режиме on-line контроль основных параметров СТ, включая исправность системы охлаждения, а также анализ допустимости систематических и аварийных перегрузок (величина; длительность).

Разработанная структурная схема АОПО СТ с усовершенствованным алгоритмом (рисунок 5.14), направлена на минимизацию недостатков существующих подходов, реализованных в цифровых терминалах АОПО, с целью ликвидации систематических и аварийных перегрузок СТ [409, 410].

Разработанный алгоритм АОПО СТ при интеграции с СМиД, позволяет обеспечить:

 контроль значений температуры верхних слоев масла и обмоток в ННТ СТ (прямые или косвенные измерения);

 вычисление допустимых параметров систематических (с учетом расчетной величины износа изоляции) и аварийных перегрузок (с учетом температуры ННТ) СТ с формированием прогнозных кривых, на основании текущего теплового режима и внешних климатических условий (*T*_{наруж.возд});

 формирование команд на форсировку системы охлаждения перед предполагаемым увеличением нагрузки СТ (прогнозный график нагрузки; архивированные суточные, недельные, месячные и сезонные графики нагрузок, с учетом праздничных дней);

 в процессе перегрузки производить расчет скорости исчерпания ресурса изоляции обмоток СТ, с определением величины общего износа изоляции за время эксплуатации СТ на текущий момент времени;

 после ликвидации перегрузки осуществлять контроль за остыванием СТ, а также сравнение фактических значений температуры с расчетными (по тепловой модели) для определения готовности СТ к возможному включению нагрузки, отключенной действием АОПО СТ;

 контроль значений токов, напряжений и мощностей (*P* и *Q*) нагрузки обмоток СТ (прямые измерения; расчетные значения);

 вычисление допустимых параметров токовой нагрузки для каждой из обмоток трансформатора на основании текущего режима работы трансформатора для систематических перегрузок (с учетом расчетной величины износа изоляции) и аварийных перегрузок (с учетом температуры ННТ);

- расчет прогнозных объемов нагрузки и времени, через которое долж-

ны быть реализованы УВ на ОН для исключения ускоренного износа изоляции обмоток СТ, с формированием соответствующей информации дежурному персоналу энергорайона для принятия мер по плановой разгрузке СТ;

 в процессе перегрузки расчет объемов УВ и времени их реализации, выдача УВ на пуск неработающих ГУ объектов РГ, загрузку работающих ГУ, форсировку СКРМ, а также ОН [253];

– подбор присоединений секций 0,4–20 кВ под расчетные параметры УВ, с учетом категорийности и ответственности подключенных потребителей;

 формирование блокирующих и разрешающих сигналов на включение присоединений секций 0,4–20 кВ на основании данных об остывании СТ после перегрузки и готовности к включению нагрузки;

– включение/отключение присоединений секций 0,4–20 кВ (фиксация положений КА; ведение журнала событий);

– измерение токов и расчет мощностей (*P* и *Q*) присоединений секций 0,4–20 кВ в режиме on-line;

- управление электродвигателями системы охлаждения СТ;

 диагностику состояния электродвигателей системы охлаждения СТ по спектру потребляемой мощности, а также контроль изоляции в отключенном состоянии;

 формирование сигналов об исчерпании возможностей системы охлаждения СТ и/или неисправностях отдельных ее элементов.

Разработанный алгоритм АОПО СТ позволяет осуществлять автоматическое ограничения перегрузки СТ в аварийных ситуациях, реализуя оптимальные УВ для минимизации объемов и времени отключения электроприемников.

5.14 Выводы по ГЛАВЕ 5

1. В процессе эксплуатации энергорайоны с одним или несколькими объектами РГ могут выделяться по различным причинам в островной режим работы, в котором функционирование находящихся в эксплуатации устройств АЧР может быть некорректным.

2. С учетом применяемых подходов к формированию перечней потребителей, объемов нагрузки, заводимых под действие устройств АЧР, может быть недостаточно для конкретного энергорайона при его выделении в островной режим работы для предотвращения недопустимого снижения частоты и обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей.

3. На основании результатов расчетов режимов доказано, что быстродействия АЧР-1 при равномерном распределении нагрузки по очередям в большинстве схемно-режимных условиях оказывается недостаточно и обосновано применение ДАР в случаях, если дефицит активной мощности велик и существует угроза возникновения лавины напряжения, что реально, когда в составе нагрузки преобладают электродвигатели.

4. Разработан усовершенствованный алгоритм АЧР, использующий дополнительно информацию о напряжениях в узлах, схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков контроля предшествующего режима и результаты имитационного моделирования. Алгоритм позволяет, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), предотвращать возможности возникновения лавины частоты и напряжения в островном режиме работы энергорайона.

5. Режимы со снижением напряжения в промышленных энергорайонах имеют существенные особенности, поэтому находящиеся в эксплуатации устройства АОСН с типовыми алгоритмами работы и параметрами настройки не позволяют предотвратить возникновение в них лавины напряжения.

6. Обосновано, что определение оптимального состава и объемов УВ целесообразно производить на основании результатов расчетов режимов в различных схемно-режимных ситуациях, а после идентификации режима осуществлять только выбор варианта реализации алгоритма АОСН, с выдачей УВ на соответствующие исполнительные устройства.

7. Доказано, что выбор и реализация превентивных УВ АОСН позволяет предотвратить возможность возникновения лавины напряжения при аварийных возмущениях или недопустимых отклонениях параметров режима за счет эффективного использования ресурсов по реактивной мощности как энергорайона, так и энергосистемы, с учетом имеющихся ограничений.

8. Разработано схемно-алгоритмическое решение по совершенствованию АОСН, использующее дополнительные пусковые/блокирующие органы, фиксирующие режимные параметры (выработка/потребления активной и реактивной мощности), информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети и состоянии систем технологической безопасности, данные от блоков КПР и результаты имитационного моделирования. Алгоритм позволяет, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), содействовать предотвращению лавины напряжения в энергорайоне при аварийных возмущениях, отказавшись от ОН или минимизировав ее объемы за счет реализации превентивных УВ.

9. Обоснована возможность перегрузок ТПЖ по току, не допуская при этом приближения температуры изоляции к ее предельному значению, на вновь строящихся и вводимых в эксплуатацию КЛ напряжением 110 кВ и выше для повышения эффективности их использования.

10. Доказана эффективность оснащения новых КЛ напряжением 110 кВ и выше системами мониторинга температуры, работающими в режиме on-line и позволяющими осуществлять контроль за температурой изоляции КЛ, с целью своевременного принятия мер по предотвращению ее перегрева свыше 90°С.

11. Обоснована целесообразность интеграции системы мониторинга температуры КЛ в АОПО КЛ для учета фактического технического состояния КЛ и полного использования ее перегрузочной способности по току. Это позволяет на этапе проектирования 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 графика нагрузки; предотвращение перегрева кабеля при достижении предельных значений токовой нагрузки.

12. Разработан усовершенствованный алгоритм АОПО КЛ, в котором реализована интеграция с СМТ КЛ, для выбора параметров срабатывания АОПО, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности КЛ, а также эффективной реализации УВ на ГУ объектов РГ для отказа от ОН или минимизации ее объемов.

13. Нагрузочная 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 значений предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды, которые оказывают существенное влияние на выбор видов и объемов УВ, включая ОН, а также время отключения электроприемников.

14. Обоснована необходимость интеграции систем мониторинга и диагностики в АОПО СТ для учета фактического технического состояния и полного использования нагрузочной способности. Учитывая то, что в распределительных сетях растет число СТ, работающих в режиме систематической перегрузки, а расчетные величины аварийной перегрузки достигают 100 % и более, целесообразно новые СТ заказывать с СМиД, в которых реализована функция контроля нагрузочной способности.

15. Разработано схемно-алгоритмическое по совершенствованию АОПО

СТ, в котором реализована интеграция с СМиД, что позволяет осуществлять выбор параметров срабатывания АОПО, с учетом фактического технического состояния и полного использования перегрузочной способности СТ, а также превентивно охлаждать трансформатор до момента возникновения перегрузки для отказа от ОН или минимизации ее объемов.

16. Доказана эффективность реализации УВ от устройств ПА на ГУ объектов РГ, включая пуск неработающих ГУ, загрузку ГУ по реактивной мощности, разгрузка ГУ по активной и загрузка по реактивной мощности в пределах регулировочных диапазонов, с целью отказа от ОН или минимизации ее объемов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

17. Для реализации УВ на ГУ объектов РГ необходимо полностью автоматизировать процесс пуска ГУ по команде от устройств ПА, оснастить объект РГ средствами приема УВ и передачи информации об их исполнении, обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности ГУ на скорость набора мощности, позволяющую осуществить разгрузку оборудования.

ГЛАВА 6 Разработка схемных решений и способов адаптации алгоритмов функционирования сетевой и режимной автоматики

6.1 Вводная часть

В энергорайонах с объектами РГ широко применяются устройства автоматики энергосистем (сетевой и режимной автоматики) [198, 411], а именно:

- автоматический ввод резерва (ABP);
- автоматический регулятор частоты вращения (АРЧВ) ГУ;
- автоматический регулятор возбуждения (APB) ГУ.

Присоединение объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайона приводит к изменению схемно-режимных условий, оказывая, в ряде случаев, существенное влияние на находящиеся в эксплуатации устройства сетевой автоматики. Это относится как к корректности их работы, в соответствии с заданными алгоритмами, так и к правильности срабатывания, в соответствии с выбранными уставками.

В реальных условиях возможно возникновение таких режимов генерации и потребления в энергорайоне, при которых будут созданы условия, когда находящиеся в эксплуатации устройства ABP не сработают, в соответствии с заданными алгоритмами и уставками, увеличится время их срабатывания. Причем лавина напряжения в узле нагрузки возникнет раньше и срабатывание ABP будет недопустимо [412].

Как упоминалось ранее, зарубежные ГУ, широко применяемых на объектах РГ в России, оснащаются системами АРЧВ и АРВ, которые соответствуют требованиям национальных стандартов тех зарубежных стран, где они произведены. Поэтому они имеют свои особенности, которые и определяют характер протекания переходных процессов и параметры анормальных режимов в энергорайонах [254].

Для установления возможности применения ГУ с системами АРЧВ зарубежных заводов-изготовителей, в условиях функционирования конкретных энергорайонов, требуется проведение анализа на предмет:

 адекватности способа переключения алгоритмов регулирования в системе АРЧВ условиям функционирования во всех возможных схемнорежимных ситуациях в энергорайоне с объектами РГ;

правильности выполнения переключений алгоритмов регулирования в

системе АРЧВ, если на первичные возмущения накладываются действия устройств РЗА, а на изменения текущих параметров режима влияют переходные процессы на соседних электростанциях и в узлах нагрузки;

– допустимости запаздывания в переключении алгоритмов регулирования в системе АРЧВ по условиям работы самих ГУ, сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона и электроприемников потребителей [12].

В соответствии с требованиями отечественных нормативно-технических документов (НТД), например, п. 3.3.52 [238] синхронные машины (генераторы, компенсаторы, электродвигатели) должны быть оборудованы устройствами АРВ. Требования к АРВ регламентированы в соответствующих стандартах на системы возбуждения [256, 257]. Для генераторов и синхронных компенсаторов мощностью менее 2,5 МВт, за исключением генераторов электростанций, работающих изолированно или в энергосистеме небольшой мощности, допускается применять только устройства релейной форсировки возбуждения. Важно отметить, что в отечественных и зарубежных НТД имеются различия в технических требованиях к системам возбуждения синхронных машин [263].

При этом первичное регулирование реактивной мощности и напряжения возлагается на АРВ ГУ и синхронных компенсаторов (СК), а также автоматические регуляторы напряжения (АРН) управляемых СКРМ. В пределах располагаемых диапазонов регулирования по реактивной мощности АРВ ГУ и СК поддерживают заданные значения напряжения на выводах со статизмом в диапазоне, как правило, 2–4 %. Устройства АРВ действуют непрерывно во всех режимах работы ГУ и СК, в соответствии с заложенными в них передаточными функциями и алгоритмами регулирования [260].

Однако, ряд зарубежных заводов-изготовителей ГУ использует специальный алгоритм управления работой АРВ ГУ, ориентированный на смягчение воздействия внезапных набросов электрической нагрузки на генератор, что является нетиповым для России техническим решением и требуется проведение анализа допустимости его применения в энергорайонах с объектами РГ [413].

Результаты комплексных расчетов режимов в энергорайонах с объектами РГ зависят от наличия достоверной информации о параметрах и характеристиках ГУ, включая алгоритмы работы и параметры настройки устройств РЗА и ТА, а также верифицированных моделей систем автоматического регулирования (АРЧВ; АРВ), которыми оснащены ГУ.

При разработке проектов присоединения объектов РГ необходимо проводить анализ корректности технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки ранее установленных в прилегающей сети устройств автоматики энергосистем, проводя для этой цели комплексные расчетный анализ установившихся режимов и переходных процессов.

Дополнительно требуется проведение проверки согласованности алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем, находящихся в эксплуатации, с алгоритмами работы и уставками новых устройств автоматики, которые вводятся в работу при подключении объекта РГ. Это необходимо для разработки и реализации, в случае необходимости, соответствующих организационных и технических мероприятий как на ГУ объекта РГ, так и в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов.

В данной главе определены характерные области послеаварийных режимов, подлежащие анализу, в случае присоединения объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов, разработано схемное решение для линейного и секционного ABP, сформированы предложения по повышению быстродействия их пусковых органов, а также разработаны рекомендации по адаптации алгоритмов функционирования устройств AP4B и APB современных ГУ зарубежных заводов-изготовителей.

6.2 Расчетные условия для анализа режимов работы устройств АВР

Переходные процессы, вызванные действием ABP в различных схемнорежимных условиях, зависят главным образом от состава электроприемников, технических характеристик ГУ объектов РГ на резервируемом участке сети, быстродействия ABP и «жесткости» резервного питания. Последнее удобно характеризовать величиной z_{Σ} –эквивалентное суммарное внешнее сопротивление ветви резервного питания от шин нагрузки и до эквивалентных шин бесконечной мощности (т.е. до точки приложения эквивалентной ЭДС всех внешних ГУ). Сопротивление z_{Σ} рассматривается относительно базисного сопротивления

$$z_{\text{бas}} = U^2_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{H}} / P_{\text{H}}$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на шинах нагрузки (6 или 10 кВ), $P_{\text{H}\Sigma}$ – суммарная нагрузка.

Главный из параметров электроснабжения – относительное сопротивление z_{Σ} / z_{5a3} . Реально разброс его значений ограничен: снизу – отключающей способностью КА, сверху – требованиями по устойчивости ГУ и электродвигателей. Поэтому переходные процессы, в которых функционируют устройства ABP разных видов, в значительной мере однотипны. В приведенных ниже расчетах рассматривались устройства линейного ABP (рисунок 6.1*a*) и секционного ABP (рисунок 6.1*б*). На расчетных схемах показаны эквиваленты основных элементов сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона.



Рисунок 6.1 – Расчетные схемы: линейный АВР (а); секционный АВР (б)

Параметры обеих расчетных схем подобраны таким образом, чтобы относительные внешние сопротивления z_{Σ}/z_{6a3} были одинаковыми (12,4 %). При таком внешнем сопротивлении самозапуски АД, даже при отключении ГУ объектов РГ, осуществимы вплоть до доли АД в суммарной нагрузке ≈ 80 %, что соответствует обычным условиям электроснабжения промышленного энергорайона; при большей доле АД успешные самозапуски во многих схемно-режимных условиях невозможны.

Основные варьируемые параметры, которые использовались в расчетах:

– доля d АД в суммарной нагрузке (коэффициент загрузки АД по активной мощности – 0,75; остальная нагрузка – статическая с постоянным сопротивлением R); величина d изменяется в диапазоне $0 \le d \le 100$ %;

– доля *p* генерации ГУ объектов РГ (отношение номинальной мощности ГУ $P_{\text{г.ном}}$ к суммарной нагрузке $P_{\text{н}}$) изменяется в диапазоне $0 \le p \le 100$ %.

При этом ГУ во всех исходных режимах загружены до номинальной мощности (режимы с меньшей загрузкой ГУ более благоприятны в отношении устойчивости). Кратковременно располагаемые мощности ГУ заданы в размере 110 % от номинальных значений. Указанные параметры в приведенных ниже результатах расчетов варьировались, остальные взяты такими, как у газопоршневых ГУ компании GE–Jenbacher единичной мощностью 2 MBт.

Основные расчетные параметры устройств ABP в схеме на рисунке 6.1*a*: уставка пускового органа по напряжению (ПОН) – 30 В вторичных, выдержка

времени – 0,61 с; уставка пускового органа по частоте (ПОЧ) – 48,5 Гц (в случае использования), выдержка времени – 0,4 с; время подачи напряжения от резервного ввода после срабатывания ПОН (без контроля синхронизма) – 0,46 с. Время включения КА резервного ввода при отключении рабочего в схеме на рисунке 6.1*а* принято равным 0,25 с.

При выполнении расчетов необходимо использовать верифицированные модели ГУ и их технические характеристики (не типовые) для адекватной оценки влияния ГУ объектов РГ на режимы работы сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона. Факторы, оказывающие существенное влияние на результаты расчетов и требующие детального анализа, следующие:

 допустимость или недопустимость включения ГУ на параллельную работу с энергосистемой при большой разности фаз напряжений;

 наличие и уставки устройств РЗ, действующих на отключение ГУ при снижении напряжения на выводах;

 вид применяемой на ГУ системы возбуждения: независимая система возбуждения (питание осуществляется от возбудителя); система самовозбуждения (питание осуществляется от выводов ГУ);

 применяемый принцип регулирования в АРЧВ (по единому закону во всех схемно-режимных условиях или с переключением алгоритмов).

Если при переходе ГУ из режима параллельной работы с энергосистемой в островной (автономный) возможна неправильная работа системы АРЧВ ГУ, то вопрос о присоединении ГУ объектов РГ значительно шире, чем вопрос выбора алгоритмов и параметров настройки устройств ABP, и требует проведения анализа переходных процессов, как показано ниже.

В случае присоединения к сетям внутреннего электроснабжения энергорайона объектов РГ необходимо принимать во внимание то, что традиционно используемое размыкание кольцевых схем с установкой устройств ABP в местах разрыва может стать фактором, снижающим надежность электроснабжения потребителей по причине возможных отключений ГУ в переходных процессах, особенно в случае возникновения затяжных КЗ, ликвидируемых резервными защитами с выдержками времени.

6.3 Особенности функционирования линейного ABP при снижении напряжения

Если схемно-режимная ситуация и возмущение таковы, что АВР не мо-

жет сработать по факту отключения рабочего ввода (ввод не отключается) и потому срабатывает по факту снижения напряжения, то априори ясно, что наличие ГУ на резервируемом участке сети повышает остаточные напряжения. Это может препятствовать штатному срабатыванию устройства ABP.

Срабатывание линейного ABP при снижении напряжения возможно, например, в схеме рисунке 6.1*a* при возмущении, показанном на рисунке 6.2 (линия между KA B1 и B2 – короткая и ее сопротивление незначительно). Рассмотрим худший по условиям работы электроприемников случай отключения KA B3 в результате близкого трехфазного K3 длительностью 0,18 с.



Рисунок 6.2 – Упрощенная однолинейная схема сети с линейным АВР

Важно отметить, что в рассматриваемых схемно-режимных условиях параметры переходных процессов в значительной мере зависят от технических характеристик ГУ.

6.3.1 ГУ с СНВ не отключающиеся при снижении напряжения

Рассмотрим случай, когда ГУ оснащены системой независимого возбуждения (СНВ), которые обеспечивают величину максимальной форсировки, не зависящую от напряжения на выводах ГУ, и не отключаются при снижении напряжения в процессе ликвидации КЗ.

Величина механической постоянной инерции T_J в расчетах, приведенных в п. 6.3, принята равной 2 с. Вопрос о роли величины T_J в определении требований к параметрам настройки устройств АВР, подробно рассмотрен в п. 6.4.1.

Результаты расчетов режимов показывают, что во многих случаях, возможных в рассматриваемой схеме при разных сочетаниях состава нагрузки ($0 \le d \le 100$ %) и генерации ($0 \le p \le 100$ %), работа электроприемников нарушается. Области возможных послеаварийных режимов (ПАР) показаны на рисунке 6.3.



Рисунок 6.3 – График возможных ПАР в случае срабатывания линейного ABP при снижении напряжения

Примеры переходных процессов для всех зон ПАР показаны на рисунках 6.4*a*,*б*,*в*,*г*,*д*,*е*). В областях, где устройства АВР срабатывают, возможны:

нормальное срабатывание (исходные параметры режима соответствуют области A1);

 увеличение времени срабатывания АВР вследствие того, что ГУ повышают напряжение и ПОН не срабатывает до того момента пока торможение АД не вызовет достаточного снижения напряжения (область A2).

Несрабатывания устройства АВР могут привести:

– к режимам, где исходные параметры соответствуют области **B1** и которые можно рассматривать как кратковременно допустимые по напряжению ($U > U_{\rm kp}$) и по частоте (условно принято f > 45 Гц). Данные режимы могут возникать по причине снижения мощности, потребляемой АД и СД при снижении частоты, а также статическими электроприемниками при снижении напряжения. Эти режимы ограничены допустимой продолжительностью форсировки возбуждения ГУ и срабатыванием устройств АЧР в энергорайоне;

– к режимам, соответствующих области **B2**, когда частота снижается, а напряжение, благодаря форсировке возбуждения ГУ, остается выше $U_{\text{кр}}$;

- к возникновению лавины напряжения – область **В3**.

Ниже показаны примеры переходных процессов, исходные состояния для которых показаны на рисунке 6.3 кружками.

Удаленные и неполнофазные КЗ приводят при несрабатывании ABP к таким ПАР, которые несколько более благоприятны, чем показано, так как в начале процесса (во время КЗ) двигатели тормозятся меньше, чем при близких трехфазных КЗ.



Рисунок 6.4 – Переходные процессы в режимных областях: **A1** – *d* = 60 %, *p* = 30 % (*a*); **A2** – *d* = 60 %, *p* = 50 % (*b*); **B1** – *d* = 0, *p* = 100 % (*b*); **B2** – *d* = 20 %, *p* = 70 % (*c*); **B3**, точка B3₁ – *d* = 60 %, *p* = 70 % (*d*); **B3**, точка B3₂ – *d* = 0, *p* = 30 % (*e*)

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

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

 может быть недопустимым, т.к. замыкание связи между ПС, где только что прошла лавина напряжения, и нормально работающими ПС может привести к распространению лавины напряжения и дополнительным отключениям электроприемников потребителей.

Переходный процесс в области **B3** (точка B3₁), где d = 60 %, p = 70 %, характеризуется тем, что напряжение после ликвидации КЗ не восстанавливается выше 48 % от $U_{\text{ном}}$, что приводит к отключению значительного количества электроприемников, при этом частота в энергорайоне повышается до 52 Гц.

Переходный процесс в области **B3** (точка $B3_2$), где d = 0, p = 30 %, характеризуется тем, что напряжение после ликвидации КЗ восстанавливается до 70 % от $U_{\text{ном}}$, что приводит, учитывая значительный дефицит активной мощности, к плавному снижению частоты в энергорайоне с 50 до 24 Гц за 4 с от начала КЗ (без учета срабатывания устройств АЧР в энергорайоне).

На параметры ПАР и, следовательно, на эффективность ABP с пуском по факту снижения напряжения, могут оказать влияние, кроме упомянутого, следующие два фактора.

1. Подпитка места КЗ СД и АД. Этот фактор так же, как и наличие ГУ, содействует повышению остаточного напряжения и препятствует срабатыванию устройства ABP по факту снижения напряжения: АД – на короткое время (во многих случаях только на десятые доли секунды), СД – на время, пока их скорость вращения не снизится значительно. В первом приближении кратковременную выдачу реактивной мощности работающими АД можно не учитывать, а верхнюю (завышенную) границу влияния СД можно оценить, принимая генерацию *р* в узле не как $P_{\Gamma, \text{ном}} / P_{\text{н}}$, а как ($P_{\Gamma, \text{ном}} + P_{\text{СД, ном}}$) / $P_{\text{н}}$.

2. Параметры источника питания в ПАР после срабатывания ABP. Увеличение суммарного внешнего сопротивления питания нагрузки (что возможно, например, в ремонтных режимах питающей сети) создает трудности в обеспечении самозапусков электродвигателей. Вероятность срабатывания ABP по факту снижения напряжения при этом увеличивается, а вероятность восстановления нормальной работы электроприемников уменьшается.

Основными противоаварийными мероприятиями в этом случае являются:

- повышение быстродействия ABP (см. п. 6.4.1).;

 реализация ОН по факту снижения напряжения, а в островном (автономном) режиме работы энергорайона с объектом РГ (например, при отказе ABP) и по факту снижения частоты;

- отключения тормозящихся электродвигателей.

6.3.2 ГУ с ССВ не отключающиеся при снижении напряжения

У генераторов, которые оснащены системой самовозбуждения (ССВ), питание обмотки возбуждения осуществляется через трансформатор, подключенный выводам генератора, поэтому фактический потолок возбуждения пропорционален снижению напряжения (с точностью до величины остаточной намагниченности ротора) [414].

В островном (автономном) режиме работы применение ГУ с ССВ может оказаться неудовлетворительным. Близкие КЗ вызывают значительные снижения тока возбуждения генератора, поэтому к моменту ликвидации КЗ ток возбуждения будет недостаточен для быстрого восстановления напряжения после ликвидации КЗ. Напряжение будет нарастать постепенно, т.е. провалы напряжения будут более длительными, и в случае выделения энергорайона в островной (автономный) режим работы с одним объектов РГ/ГУ этот недостаток ССВ окажется решающим. Генераторы с ССВ не могут повышать напряжение, если оно сильно снижено, поэтому в случае применения в энергорайоне на объектах РГ таких ГУ, последние не будет препятствовать штатному срабатыванию устройств АВР при снижении напряжения.

На графике, представленном на рисунке 6.5, показана разницу между ССВ и СНВ в островном (автономном) режиме работы. В данном случае моделировалась бесщеточная система возбуждения с вращающимися диодами. Расчеты выполнены для двух исходных режимов работы ГУ: без нагрузки и с промышленной нагрузкой, равной 90 % номинальной мощности ГУ. В последнем случае самозапуск всей нагрузки невозможен, поэтому 50 % нагрузки во время КЗ отключается [254].

В рассмотренном примере питание нагрузки от ГУ с СНВ обеспечивает восстановление работы не отключенных электроприемников – в отличие от ГУ с ССВ. Таким образом, в случае применения ССВ будут требоваться бо́льшие объемы ОН.



Рисунок 6.5 – График, поясняющий различия в процессах восстановления напряжения после ликвидации трехфазного КЗ у генераторов с СНВ и ССВ

После срабатывания устройства ABP, когда резервное питание подано от энергосистемы, напряжение значительно повышается и, поскольку часть активной и реактивной нагрузки берут на себя ГУ объекта РГ, самозапуски электродвигателей происходя успешно. В рассмотренных выше условиях (рисунок 6.2) замена ГУ СНВ на ССВ всегда приводит к удовлетворительным, хотя и затяжным переходным процессам, пример которых приведен на рисунке 6.6.



Рисунок 6.6 – Переходный процесс в случае применения ГУ с ССВ при d = 90 %, p = 100 %

При этом нужно учитывать, что в случае возникновения других возмущениях, особенно в островном (автономном) режиме работы ГУ с ССВ, вероятности восстановления нормальной работы электроприемников со значительной долей электродвигателей нередко оказываются недопустимо низкими.

6.3.3 ГУ, отключающиеся при снижении напряжения

У значительного числа ГУ, применяемых на объектах РГ, зарубежные заводы-изготовители выбирают уставки устройств РЗ таким образом, что ГУ отключаются при неглубоких и недлительных снижениях напряжения (например, если U < 90 % с выдержкой времени 200 мс). Такие уставки устройств РЗ выбираются заводами-изготовителями с целью предотвращения повреждений ГУ за счет их быстрого отключения от сети при внешних возмущениях [344].

В случае отключения ГУ объектов РГ при кратковременных провалах напряжения последствия могут быть следующими:

– если резервное питание достаточно мощное, допускающее самозапуски электродвигателей, и если применение ГУ имеет целью решение экономических задач (например, утилизация вторичных энергоресурсов), а не обеспечение надежного электроснабжения особо ответственных электроприемников основного технологического процесса, то отключение ГУ снимает препятствия к срабатыванию устройств ABP и не сказывается на функционировании технологического оборудования;

– если необходимые самозапуски и нормальная работа особо ответственных электроприемников не осуществимы при отключении ГУ объекта РГ, то должен быть либо изменен алгоритм работы и параметры настройки устройства ABP, либо изменены уставки устройств РЗ ГУ, действующих на отключение ГУ при снижении напряжения.

6.4 Особенности функционирования секционного ABP в энергорайонах с объектами РГ

Особенности функционирования секционного ABP заключаются в том, что их срабатывание должно происходить с учетом следующих условий:

– при понижении напряжения на шинах резервируемой секции шин в случае КЗ на присоединениях (фидерах) за КА или при КЗ на присоединениях системы шин питающей данную секцию (глубокое снижение напряжения). В этих случаях КЗ ликвидируются быстродействующими защитами, время его ликвидации составляет ≈ 0,09–0,11 с. Для исключения действия устройства АВР в данном случае выбирается соответствующая выдержка времени. – при понижении напряжения на шинах резервируемой секции шин в случае КЗ на присоединениях (фидерах) за КА и элементами с сосредоточенными параметрами (реакторами, трансформаторами) этой секции или аналогичном КЗ на присоединениях системы шин питающей данную секцию (остаточное напряжение составляет 20–40 % от $U_{\text{ном}}$). В этих случаях КЗ ликвидируются защитами с выдержкой времени, поэтому время его ликвидации составляет $\approx 1,1-1,6$ с.

Как правило, в расчетах применяют наибольшую выдержку времени защит присоединений, отходящих от шин данной секции (резервируемой ABP) и системы шин питающей данную секцию плюс время запаса (Δt), т.е. время срабатывания устройства ABP составит $\approx 2-2,5$ с:

– если в системе электроснабжения наряду с анализируемым устройством ABP есть еще и устройство ABP, расположенное ближе к источнику питания (например, когда установлено устройство ABP на стороне 110 кВ, а также установлено устройство ABP на стороне 6–10 кВ), то согласование между собой устройств ABP производится уставками по времени срабатывания. Следовательно, время срабатывания ABP на стороне 6–10 кВ должно быть больше времени ABP на стороне 110 кВ. Время запаса (Δt), в зависимости от применяемых типов КА и реле времени принимают равным 1–2 с, поэтому время срабатывания устройства ABP на стороне 6–10 кВ составит \approx 3–4,5 с;

– если на питающей ВЛ имеется устройство АПВ, то время действия АВР должно быть больше времени АПВ, чтобы АВР срабатывало только в случае неуспешного АПВ. Как правило, выдержки времени линейных АПВ при повреждениях на ВЛ 110 кВ принимаются не менее 4–5 с, т.е. время срабатывания устройства АВР будет составлять ≈ 6,25–7,25 с.

Учитывая приведенные особенности, встречаются случаи, когда резервное питание подается через 2–7,25 с после возникновения аварийного возмущения. Увеличение продолжительности перерыва электроснабжения создает, как показано ниже, значительные трудности с присоединением к сетям внутреннего электроснабжения энергорайона объектов РГ.

Важно отметить, что сокращение времени ликвидации КЗ в сети устройствами РЗ необходимо для того, чтобы сократить вероятность излишних отключений ГУ объектов РГ и всё это отражается как на алгоритмах работы устройств ABP, так и на последствиях переходных процессов.

6.4.1 Применение ГУ не допускающих несинхронных включений

Находящиеся в эксплуатации устройства ABP, как правило, осуществляют включение резервного питания без контроля разности фаз напряжений. В случае применения на объектах РГ ГУ, которые не допускают включений с большой разностью фаз напряжений, выбор противоаварийных мер зависит от основных целей применения ГУ, величины ущербов, вызванных временным отключением ГУ, а также от результатов технико-экономического сопоставления вариантов различных технических решений. Основные варианты решений могут быть следующими:

 автоматическое отключение ГУ до срабатывания устройства ABP – штатная работа устройства ABP – автоматический или автоматизированный повторный пуск ГУ – синхронизация и набор мощности ГУ;

 реализация мероприятий по предотвращению нарушений основных технологических процессов у потребителей: применение источников бесперебойного питания; отключение части электродвигателей для обеспечения самозапуска наиболее ответственных и др. [9];

повышение быстродействия ABP (выбор временной программы работы устройства ABP – определяется расчетами переходных процессов) с одновременным применением быстродействующих устройств P3, действующих без выдержки времени на отключение поврежденного участка сети;

 применение технических решений, аналогичных АПВ с контролем синхронизма (ожиданием; улавливанием);

 специальное управление переходным процессом, обеспечивающее допустимую разность фаз напряжений при включении ГУ.

Ниже рассматривается вопрос о том, какое быстродействие ABP является достаточным, чтобы предотвратить срабатывание устройства ABP при большой разности фаз напряжений. Для этого достаточно, чтобы синхронная динамическая устойчивость ГУ к моменту включения резервного питания не успевала нарушиться. В таком случае асинхронный режим ГУ не возникает даже кратковременно, а, следовательно, отсутствуют условия для возникновения большой разности фаз напряжений в момент включения.

Основной параметр, определяющий критическое время по динамической устойчивости ГУ, – механическая постоянная инерции ГУ, T_J , с. Значения T_J , близкие к 1 с, характерны для ГПУ и трехвальных ГТУ, около 3 с – для мощных ГПУ и двухвальных ГТУ, 6–8 с – для паротурбинных генераторов небольшой и

средней мощности, 10–12 с – для одновальных ГТУ.

Для схемы, приведенной на рисунке 6.1*6*, рассчитаны два крайних случая: трехфазное КЗ вблизи шин и потеря основного питания без КЗ, поэтому все реальные случаи будут оказываться в этом диапазоне. Собственное время отключения маломасляных КА принято равным 0,08 с, вакуумных или элегазовых – 0,04 с; время включения, соответственно, 0,14 и 0,08 с. Результаты расчетов показаны на рисунке 6.7.



в зависимости от механической постоянной инерции ГУ (*a*); в зависимости от величины покрытия нагрузки ГУ, % (*б*)

Значения критического времени на рисунке 6.7*a*, в случаях отсутствия K3, при малых T_J резко снижаются. Это происходит вследствие того, что малоинерционные ГУ не успевают в начале аварийного режима принять дополнительную нагрузку и их скорость вращения быстро увеличивается, приближая момент перехода в асинхронный режим. При близких K3 взаимное влияние ГУ и АД практически отсутствует.

Худшими, в отношении переходных процессов ГУ, являются случаи с возникновением многофазных КЗ. Таким образом, наличие в узле нагрузки таких ГУ, которые не допускают несинхронных включений (с большой разностью фаз напряжений), не оставляет времени для отстройки ABP от возмущений, при которых действие ABP не требуется. Этот вывод практически не зависит от относительной мощности ГУ, как следует из рисунке 6.76.

Пример процесса с трехфазным КЗ и АВР для схемы, приведенной на ри-

сунке 6.16, с продолжительностью перерыва питания 0,3 с и параметрами, характерными для элегазовых или маломасляных выключателей, показан на рисунке 6.8.

Переходный процесс в рассматриваемом случае был бы полностью благополучным и для ГУ и для нагрузки, если бы несинхронное включение с большой разностью фаз было допустимо для ГУ.



Рисунок 6.8 – Переходный процесс с ABP после трехфазного K3, $T_J = 2$ с

Однако разность фаз напряжений к моменту ABP составляет 155°, т.е. велика опасность механического разрушения приводного двигателя ГУ.

6.4.2 Оценка эффективности применения ПОН и ПОЧ в АВР

В связи с рассмотренными выше требованиями к быстродействию ABP применение пусковых органов, действующих только при снижении напряжения, в общем случае неприемлемо.

Снижение частоты на резервируемой секции шин (по отношению к частоте резервного источника) является необходимым и достаточным признаком потери внешнего питания в случае пассивной нагрузки, в том числе содержащей СД. Присоединение ГУ объектов РГ влияет на процессы U(t) примерно таким же образом, как и в случае подключения СД, но процессы f(t) меняются радикально. Два примера переходных процессов показаны на рисунке 6.9.

В исходном режиме (рисунок 6.9) величина генерации объектом РГ составляет p = 40 % от суммарной нагрузки, что при потере внешнего питания создает начальный дефицит активной мощности равный ≈ 150 %; параметры ГУ: $T_J = 2$ с, система возбуждения ГУ – СНВ, КА – элегазовые. В случае, представленном на рисунке 6.9*a*, частота в начале аварийного процесса снижается ($f_{min} = 48,5 \, \Gamma \mu$), а потом дефицит активной мощности полностью ликвидируется вследствие снижения напряжения (на 68 % к концу перерыва питания), снижения скорости вращения АД и вре́менного увеличения мощности ГУ (на 10 % по отношению к номинальной).

В случае, представленном на рисунке 6.96, частота вообще почти не снижается ($f_{\rm min} = 49,6$ Гц): нагрузка при $U \approx 6$ % от $U_{\rm HOM}$ близка к нулю (бросок частоты обусловлен коммутационными процессами: в момент включения КА ГУ принимает из сети мощность в размере 210 % от $P_{\rm HOM}$).



Рисунок 6.9 – Переходные процессы с перерывом электроснабжения на 0,58 с и срабатыванием ABP: без КЗ (*a*); с близким трехфазным КЗ (*б*)

Учитывая изложенное, можно сделать вывод, что при наличии в энергорайоне ГУ объектов РГ изменения частоты тоже не являются надежным признаком потери рабочего питания на секции шин, однако применение ПОЧ в схемах АВР в целом ряде схемно-режимных ситуаций эффективно.

Поскольку необходимость повышения быстродействия ABP обусловлена наличием в энергорайоне ГУ объектов РГ, а в процессе эксплуатации возможны схемно-режимные ситуации, когда все ГУ будут отключены, то сохранение ПОН в схемах ABP целесообразно.

Вопрос о возможных переходных процессах со снижением частоты в целом шире, чем вопрос применения ABP в энергорайонах с объектами PГ, и включает в себя вопросы применения устройств АЧР, рассмотренные в главе 5.

Последние рассчитаны и ориентированы на большие системные аварии, в которых дефицит мощности может распространяться на значительные территории, что позволяет на них размещать устройства АЧР более или менее равно-

мерно, с учетом степени ответственности нагрузки на которых они воздействуют. Общий объем нагрузки, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60 % максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы. Присоединение к сетям внешнего или внутреннего электроснабжения энергорайонов объектов РГ и ежегодный рост числа случаев аварийного выделения энергорайонов на островной (автономный) режим работы приводят к тому, что возможные местные дефициты мощности могут значительно возрастать, а графики f(t) могут терять монотонность. Указанные особенности влияют на выбор параметров настройки устройств АЧР-1 и АЧР-2 в выделяемом на островной (автономный) режим работы приводят к тому.

6.5 Анализ допустимости срабатывания устройств АВР

При выделении энергорайона с объектами РГ в островной (автономный) режим работы могут возникать схемно-режимные условия, когда ГУ, подключенные к разным секциям шин, будут работать несинхронно. Это возможно в случаях, если секционные выключатели на секциях шин среднего и низкого напряжения в сети внутреннего электроснабжения энергорайона будут по каким-либо причинам отключены (для снижения токов КЗ).

В указанных условиях действие ABP в сети внутреннего электроснабжения, а также ряд типовых операций, как например, кратковременное замыкание двух секций, выполняемых дежурным персоналом с целью проведения оперативных переключений, становится недопустимым и опасным. На рисунках 6.10*a*,*б* приведены примеры недопустимых коммутаций, приводящих к несинхронному замыканию связей между ГУ объекта(-ов) РГ.

Если нормальное положение секционных КА в энергорайоне – отключенное, то при выделении в островной (автономный) режим работы должны автоматически вводиться блокировки недопустимых коммутаций на всех РП и ТП в сети внутреннего электроснабжения энергорайона.

Имеется принципиальная возможность неполного секционирования сети энергорайона, при котором секционный КА на объекте РГ будет нормально замкнут, и ГУ будут работать параллельно, как показано на рисунке 6.10*в*. В этом случае вводить блокировки на коммутации не потребуется, но реализация данного технического решения должна быть предусмотрена проектом.



Рисунок 6.10 – Упрощенные однолинейные схемы внутреннего электроснабжения энергорайона с объектами РГ: в сети генераторного напряжения (*a*); в сети низкого напряжения (*б*); неполное секционирование сети (*в*)

6.6 Схемное решение для линейного и секционного АВР

Разработано схемное решение с целью совершенствования алгоритмов линейного и секционного ABP, использующее ПОН и ПОЧ, информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети и результаты комплексных расчетов режимов, блокирующие органы по разности частот, разности фаз и величине располагаемой мощности резервного ввода. Данное решение, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с), позволяет снизить длительность перерывов электроснабжения (при пуске по факту снижения напряжения) и предотвратить повреждения ГУ от несинхронных включений. На рисунке 6.11 представлена разработанная структурная схема линейного и секционного ABP.

В схемном решении для линейного и секционного ABP производится измерение напряжения и частоты в энергорайоне с объектами PГ, определяется поврежденный участок сети на основе контроля напряжений и положения секционирующих КА, проводится предварительное имитационное моделирование функционирования энергорайона в нормальных и аварийных режимах, по результатам которого определяют варианты возможных алгоритмов функционирования ABP, заносятся данные имитационного моделирования в блок хранения результатов моделирования (БХРМ). С учетом внедрения информационных систем в ряде случаев информация о положении КА может поступать из

250

SCADA – систем, а также систем телемеханики, предназначенных для управления режимом сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона.



Рисунок 6.11 – Структурная схема линейного и секционного АВР

При этом, непрерывно производятся измерения токов в ветвях и напряжений в узлах и фиксируется положение КА электроустановок энергорайона с последующим определением на этой основе режима работы энергорайона, оценивается соотношение суммарной мощности ГУ объектов РГ к суммарной мощности нагрузки, а также соотношение потребления двигательной нагрузкой к суммарной нагрузке и по совокупности этих соотношений выбирается оптимальный алгоритм функционирования АВР. Для выбранного алгоритма задаются уставки ПОН и ПОЧ, определяется необходимость их совместного или раздельного применения, выдается сигнал на КА, обеспечивающий функционирование АВР при срабатывании ПОН и/или ПОЧ [415, 416].

Принятие решения о совместном или раздельном применении ПОН и ПОЧ в различных схемно-режимных условиях работы энергорайона осуществляется на основании результатов распознавания режимной области, покажем это на примере рисунке 6.3:

 в области A1 – обеспечивается нормальное срабатывание ABP – достаточно использования ПОН;

 в области A2 – фиксируется увеличение времени срабатывания ABP – используется ПОН, но с контролем допустимой длительности снижения напряжения (уставка по времени); в области **B1** – фиксируется незначительное снижение напряжения и частоты, которые выше критических значений – используются совместно ПОН и ПОЧ (одна группа уставок по напряжению и частоте);

в области **B2** – фиксируется незначительное снижение напряжения, которое ограничено допустимой продолжительностью форсировки возбуждения ГУ, и значительное снижение частоты – используются совместно ПОН и ПОЧ (другая группа уставок по напряжению и частоте);

в области **B3** – фиксируется глубокое снижение напряжения – используется ПОН с контролем положения секционирующих КА на резервируемой линии, обеспечивая срабатывание АВР без выдержки времени.

Уставочные значения ПОН и ПОЧ выбираются по результатам имитационного моделирования для каждой режимной области, величины которых зависят от суммарной выработки ГУ объектов РГ, а также суммарной мощности и состава нагрузки, подключенной к секциям шин в энергорайоне.

В звене сравнения данных (ЗСД) осуществляется проверка допустимости переключения нагрузки от резервируемой на резервирующую секцию шин. В случае недостаточности резерва мощности для подключения аварийного участка сети ЗСД сформирует блокирующий сигнал по резерву мощности для предотвращения возможности развития аварии в энергорайоне [417, 418].

В блоке обработки параметров (БОП) осуществляется алгоритма функционирования ABP в конкретной схемно-режимной ситуации с учетом имеющихся возможностей и ограничений. Из БОП в блок реализации алгоритма ABP подаются команды на реализацию ABP с пуском по положению KA, пуском по снижению напряжения, пуском по частоте. Сигнал на запрет ABP формируется исходя из достаточности дополнительной нагрузочной способности резервного ввода для подключения аварийного участка сети, а также разности частот и разности фаз напряжений на резервируемой и резервирующей секциях шин, с целью предотвращения возможности возникновения аварий, в т.ч. с повреждением ГУ.

6.7 Особенности функционирования АРЧВ ГУ объектов РГ

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 регу-
лирование: когда ГУ отделяется от энергосистемы, регулирование автоматически переключается с алгоритма поддержания мощности на поддержание частоты. Выбор способа переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ в данном случае имеет решающее значение: опыт эксплуатации показывает, что в конкретных схемно-режимных условиях он может работать некорректно [254].

Если переход от режима параллельной работы к островному (автономному) идентифицируется АРЧВ ГУ по отключенному состоянию заранее выбранных КА на объекте РГ (один блок контролирует у различных зарубежных заводов-изготовителей ГУ до 5 КА), а в реальной схеме разрыв произойдет на другом КА, в удалении от объекта РГ, то переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ ГУ не произойдет. В этом случае, после выделения в островной (автономный) режим и соответствующего изменения генерируемой мощности, АРЧВ будет по-прежнему пытаться восстановить исходную мощность, изменяя подачу топлива, что приведет к более или менее значительным отклонениям частоты и продолжение работы ГУ может оказаться невозможным.

Аналогичные ситуации могут происходить, если в качестве признака для переключения алгоритмов в АРЧВ принят сброс большой мощности ГУ (АРЧВ контролирует скорость сброса мощности и использует его в качестве признака выделения в островной (автономный) режим с питанием собственных нужд и/или отдельных потребителей от шин генераторного напряжения), а фактическое изменение нагрузки после выделения меньше или имеет другой знак [264].

Причинами, по которым энергорайоны с объектами РГ выделяются в островной режим, могут быть аварийные отключения ЛЭП, особенно в ремонтной схеме сети внешнего электроснабжения, или срабатывания устройств МДА. Величина нагрузки в энергорайоне может быть любой, однако, если нагрузка выделяемого в островной режим работы энергорайона превышает суммарную располагаемую мощность ГУ объектов РГ, то одновременно с выделением реализуются соответствующие УВ на ОН.

Проведем анализ способа переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ, используемого на ГТУ одного из зарубежных заводов-изготовителей. Сигнал о переходе в островной (автономный) режим формируется, если имеет место сброс мощности: не менее 50 % $P_{\rm HOM}$ в течение 200 мс. В дальнейшем данный алгоритм был модифицирован заводом-изготовителем с целью исключения формирования сигнала о переходе ГТУ в островной (автономный) режим при возникновении синхронных качаний в энергосистеме. Таким образом, не допущение излишних переключений алгоритма АРЧВ с режима параллельной

работы с энергосистемой в островной (автономный) – приоритетная задача, позволяющая предотвратить излишние отключения ГТУ с нарушением электроснабжения потребителей.

Рассмотренные принципы относятся как к одновальным, так и многовальным ГТУ. У первых суммарные моменты инерции всех масс, вращающихся вместе с ротором генератора, примерно вчетверо больше, чем у ГТУ со свободной силовой турбиной (многовальных) при той же мощности генератора, а, следовательно, эти различия влияют на скорость изменения параметров режима в переходных процессах.

В расчетах принято, что ГТУ, в режиме параллельной работы с энергосистемой, загружены по активной мощности на 80 % от $P_{\text{ном}}$. В приведенных результатах расчетов показано 7 вариантов, различающихся величинами нагрузки на шинах генераторного напряжения: от 5 до 100 % от суммарной мощности всех работающих ГТУ.

Параметры переходных процессов, существенные в рассматриваемом вопросе, – активные мощности и частота. Основные расчетные параметры приняты следующими:

– регулирование мощности в режиме параллельной работы с энергосистемой: изменение мощности газотурбинного двигателя (ГТД), направленное на поддержание $P_{\Gamma} = const$, с постоянной скоростью равной 20 % от $P_{\text{ном}}$;

 регулирование частоты: со статизмом 0,5 %, с постоянной времени на увеличение мощности 800 мс и на снижение мощности 650 мс;

- нагрузка энергорайона на 60 % состоит из АД.

Результаты расчетов показывают, что переходные процессы при выделении ГТУ в островной (автономный) режим работы мало зависят от того, предшествовало им КЗ или нет. На рисунке 6.12 показаны переходные процессы при условии, что АРЧВ не изменяет подачу топлива в ГТД и, следовательно, мощность ($P_{\Gamma TД}$) остается неизменной. Отличия в переходных процессах с начальным трехфазным КЗ (0,15 с) и без КЗ заметны только в самом начале, на отрезке времени, примерно равном удвоенной длительности КЗ.

В переходных процессах (рисунок 6.12) система переключения алгоритмов АРЧВ фиксирует переход к островному (автономному) режиму, если изменения нагрузки ΔP равны –60 % и –75 % и в этих двух случаях включается алгоритм поддержания частоты. В остальных случаях в АРЧВ остается в работе алгоритм поддержания заданной мощности. При выделении ГТУ в островной (автономный) режим со снижением нагрузки (изменение ΔP от -40 % до -5 %) частота в энергорайоне будет соответственно повышаться, а алгоритм поддержания мощности АРЧВ будет пытаться вернуть генерацию активной мощности к заданной величине, увеличивая подачу топлива в ГТД. Это в незначительной мере скажется на величине электрической мощности, но еще больше повысит частоту в энергорайоне. При набросах нагрузки на ГТУ (+5 %, +20 %) действие алгоритма поддержания мощности АРЧВ усилит понижение частоты.

Переходные процессы на бо́льших интервалах времени показаны на рисунке 6.13. На представленных графиках видно, что в пяти вариантах, где переключения алгоритма АРЧВ не происходит, частота в энергорайоне всё больше уходит от номинальной. Если происходит переключение алгоритма АРЧВ на поддержание частоты ($\Delta P = -60 \%$ и -75 %), то частота в энергорайоне устанавливается на значениях, соответствующих заданному статизму.



Рисунок 6.12 – Переходные процессы (частота; генерируемая мощность) при выделении в островной (автономный) режим многовальной ГТУ без изменения подачи топлива, с разными сбросами и набросами нагрузки Δ*P*: при трехфазном K3 (*a*), без K3 (*б*)

Рассматриваемые переходные процессы одинаковы для многовальных и одновальных ГТУ, т.к. скорость изменения частоты, в случае, если АРЧВ работает с алгоритмом поддержания мощности, соответствующем режиму параллельной работы с энергосистемой, определяется скоростью, с которой АРЧВ подтягивает мощность ГТУ к заданной величине. Изменения механической постоянной инерции ГТУ здесь влияют только на начальную часть переходных процессов, что видно из сравнения графиков на рисунке 6.13.

При моделировании не учитывались последствия переходных процессов, связанные с возможностью погасания факела в ГТД при большом сбросе нагрузки, а также другие факторы, например, не допускающие длительную работу ГТУ с низкой нагрузкой, а также не учитывались срабатывания устройств АЧР в энергорайоне.



Рисунок 6.13 – Переходные процесс, что на рисунке 6.10*a* (при трехфазном КЗ), но на большем интервале времени, с учетом действия системы регулирования подачи топлива: многовальные ГТУ (*a*), одновальные (б)

Применительно к отечественной электроэнергетике рассматриваемые процессы неудовлетворительны в двух отношениях:

1. Большой сброс генерируемой мощности в общем случае непригоден в качестве индикатора перехода генераторов из режима параллельной работы с энергосистемой в островной (автономный), т.к. в разных схемно-режимных условиях изменение мощности при переходе может быть любым и по величине, и по знаку.

Другой ранее описанный принцип идентификации перехода ГУ в островной (автономный) режим основан на контроле состояния КА между энергорайоном и энергосистемой. Если включен хотя бы один из контролируемых КА, то режим идентифицируется как параллельный, в противном случае – островной (автономный). Но и в этом случае может возникнуть ситуация, когда не будет зафиксирован переход в островной (автономный) режим, что возможно, если разрыв связи произойдет вне зоны контроля системы переключения алгоритмов АРЧВ, как показано на рисунке 6.14.



Рисунок 6.14 – Упрощенная однолинейная схема (вывод в ремонт одной секции шин ПС-2; разрыв связи объекта РГ с энергосистемой будет иметь место при отключении любого из

КА 1–7, из которых КА 3–7 не относятся к числу контролируемых АРЧВ ГУ)

2. В случае применения АРЧВ с комбинированным регулированием цена ошибки в идентификации режима работы ГУ принципиально разная, когда островной (автономный) режим будет идентифицироваться как режим параллельной работы с энергосистемой, и наоборот.

Если при внезапном переходе ГУ в островной (автономный) режим АРЧВ будет продолжать работать с алгоритмом поддержания мощности, то, как показано выше, возможны значительные отклонения частоты в энергорайоне и, как следствие, отключения ГУ с нарушением электроснабжения всех электроприемников потребителей.

Если же система переключения алгоритмов АРЧВ ложно зафиксирует переход в островной (автономный) режим в то время, как ГУ будут продолжать работать параллельно с энергосистемой, и перейдет на алгоритм поддержания частоты с заданным статизмом, то ничего аварийного не произойдет, хотя заданная генерация будет отрабатываться не точно. При отклонениях частоты в энергосистеме от номинального значения генерация будет немного изменяться. Генераторы, работающие параллельно с энергосистемой, с алгоритмом АРЧВ поддержания частоты со статизмом 4,5 %, принятым в России, и не участвующие во вторичном регулировании частоты, будут при значительных вариациях частоты отрабатывать заданную мощность с ошибками в размере ±5 % от номинальной мощности.

Если бы в случаях, показанных на рисунках 6.12 и 6.13, в АРЧВ использовался непрерывно действующий алгоритм поддержания частоты со статизмом 4,5 % (рисунок 6.15), то переходные процессы при выделении ГТУ в островной (автономный) режим работы были бы более удовлетворительными.

В действующей отечественной нормативно-технической документации [245] нормируется (пп. 4.4.3 и 4.6.2) статизм регулирования скорости в размере 4–5 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами, а комбинированное регулирование не рассматривается.



Рисунок 6.15 – Переходные процессы, аналогичные рисунку 6.10*б*, но с непрерывно действующим алгоритмом АРЧВ поддержания частоты со статизмом 4,5 %

Для приведения реализованного в АРЧВ ГУ объектов РГ комбинированного регулирования в соответствие с требованиями отечественных НТД необходимо заблокировать систему переключения алгоритмов АРЧВ и задать статизм регулирования частоты в диапазоне 4–5 %. Для ГУ большой мощности дополнительно следует учитывать вопрос взаимодействия первичного регулирования частоты и автоматического вторичного регулирования частоты и мощности (АВРЧМ) в энергосистеме.

6.8 Причины применения модуля согласования нагрузки в АРВ ГУ

Рассмотрим ГУ объектов РГ с приводом от двигателей внутреннего сгорания (ДВС), работающие в островном (автономном) режиме работы, т.е. при отсутствии мощных электростанций, обеспечивающих поддержание нормальных уровней напряжения и частоты в сети [419]. Особенностью ДВС как приводов ГУ является большее, чем у ГТД, запаздывание роста механической мощности при скачкообразном увеличении (набросе) электрической нагрузки на генератор. Эта особенность связана с использованием в ДВС системы турбонаддува, которая необходима потому, что для правильной работы ДВС требуется подача воздуха тем бо́льшая, чем бо́льшую мощность он развивает. Воздух подается компрессором, который вращает турбина, рабочим телом которой являются выхлопные газы ДВС.

Когда САР ДВС увеличивает подачу топлива, то возрастает объем выхлопных газов, что приводит к увеличению скорости вращения турбины и компрессора, обеспечивая необходимое увеличение подачи воздуха. Однако, момент инерции компрессора и турбины препятствует быстрым изменениям их скорости вращения, вследствие чего выход ДВС на допустимый режим работы с большей мощностью происходит с запаздыванием по отношению к набросу электрической нагрузки на генератор.

Работа ДВС при недостатке воздуха приводит к локальным перегревам шатунно-поршневой группы, а при больших провалах скорости вращения не обеспечивает давление, необходимое в фазе сжатия для воспламенения рабочей смеси. Рассмотренные аспекты вызывают необходимость ограничивать набросы электрической нагрузки на ГУ с приводом от ДВС, работающие в островном (автономном) режиме. Примеры таких ограничений, введенных 4 (четырьмя) разными зарубежными заводами-изготовителями ГУ, приведены на рисунке 6.16, в зависимости от величины исходной нагрузки. Интервалы времени между последовательными набросами нагрузки на ГУ ограничиваются временным диапазоном, как правило, не менее 1–2 минут.



Рисунок 6.16 – Графики ограничения набросов нагрузки на ГУ

В указанных условиях заводы-изготовители ГУ с приводом от ДВС ищут пути эффективного решения двойной задачи:

- обеспечить достаточную приемистость ГУ;

– предохранить ДВС от опасных динамических режимов при набросах нагрузки на генератор.

Первый способ, рассмотренный в главе 4, заключается в выборе заводами-изготовителями таких уставок устройств РЗ ГУ, срабатывание которых приводит к отключению ГУ при кратковременных отклонениях параметров режима. К недостаткам данного способа относятся частые излишние отключения ГУ при КЗ, в т.ч. удаленных, в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, а также в случае возникновения других кратковременных анормальных режимов [198, 412].

Второй способ, анализируемый далее, заключается в применении специального управления работой устройства АРВ ГУ, ориентированный на смягчение воздействий внезапных набросов электрической нагрузки на генератор.

Такое управление применяется на выпускаемых ГУ, например, зарубежным заводом-изготовителем «Leroy-Somer»⁷. Типовая система APB ГУ типа AREP/PMG дополнена модулем LAM (Load agreement module – модуль согласования нагрузки).

Принцип работы модуля LAM предполагает двойное воздействие на APB ГУ: во-первых, понижение уставки APB по напряжению при значительном снижении частоты, во-вторых, дальнейшее снижение возбуждения пропорционально снижению частоты, с разной крутизной характеристик. Оба воздействия, при значительных набросах нагрузки, уменьшают напряжение на выводах ГУ, что приводит к соответствующему снижению нагрузки, тем самым облегчая переходные процессы.

Если ГУ с приводом от ДВС используются для работы в островном (автономном) режиме, с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей, то необходимо провести анализ функционирования модуля LAM в различных схемно-режимных условиях, чтобы установить, в каких случаях его применение дает значимый положительный эффект, а в каких случаях действие модуля LAM может оказаться неблагоприятным и даже недопустимым [420].

⁷ Техническая документация «Генераторы переменного тока LSA 47.2 – 4-х полюсные. Установка и техническое обслуживание». Leroy–Somer, 1998.

6.9 Анализ эффективности применения модуля LAM

Рассмотрим переходные процессы, в которых к исходной величине нагрузки на ГУ присоединяется дополнительная нагрузка с таким же составом электроприемников. В приведенных результатах расчетов фигурируют четыре варианта управления возбуждением ГУ, в которых реализованы алгоритмы управления аналогичные примененным в модуле LAM:

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

2 – обычное устройство АРВ плюс первое управление LAM, реализованное как снижение уставки АРВ по напряжению, когда частота ниже 48 Гц, с возвратом к нормальной уставке, если частота в течение 0,2 с выше 49 Гц;

3 – обычное устройство APB плюс второе управление LAM, реализованное как сигнал, пропорциональный частоте (1 единица номинального возбуждения на единицу частоты) с соответствующими дополнительными сигналами, обеспечивающими колебательную устойчивость регулирования, пропорциональными производным частоты и напряжения (наличие дополнительных сигналов зависит от ряда параметров APB и не влияет на выводы по расчетам);

4 – обычное устройство АРВ плюс оба указанных управления LAM.

Оценка тяжести режима после наброса нагрузки на ГУ в данном анализе выполняется по глубине снижения частоты, при этом другие факторы, обусловленные набросами нагрузки, не учитываются.

Результаты расчетов подтвердили возможность получения существенного положительного эффекта от применения модуля LAM, если нагрузка имеет значительный регулирующий эффект активной мощности по напряжению⁸.

В переходном процессе, показанном на рисунке 6.17, нагрузка обладает указанным свойством, т.к. доля АД в ней составляет 5 %, остальное – статические электроприемники, например, бытовые, поэтому регулирующий эффект велик. Исходная генерация в рассматриваемом режиме $P_0 = 30$ %, величина наброса нагрузки $\Delta P = 30$ % от $P_{\text{ном}}$.

В этом переходном процессе с обычным APB частота в энергорайоне снижается на 13 Гц (вариант 1), а при двойном управлении LAM (вариант 4) –

⁸ Регулирующий эффект активной мощности нагрузки по напряжению, измеренный или рассчитанный для точки нормального режима $U_{\text{норм}}$, $P_{\text{норм}}$, равен $K_{PU} = \frac{dP}{dU} \cdot \frac{U_{\text{норм}}}{P_{\text{норм}}}$.

только на 3 Гц. Однако, в данном случае быстрый возврат напряжения к нормальному уровню (2) приводит к резкому увеличению амплитуды второго колебания частоты и последующих: первое снижение частоты в варианте 2 происходит на 4 Гц, последующие – на 14 и 7,5 Гц.



Рисунок 6.17 – Переходный процесс при набросе нагрузки на автономно работающую ГУ (нагрузка с регулирующим эффектом $K_{PU} \approx 1.9$ отн. ед.)

Поскольку благоприятный эффект от снижения напряжения действием LAM опирается на существенную зависимость нагрузки от U, то он, очевидно, будет снижаться, если в нагрузке увеличиться доля АД, т.к. снизится величина регулирующего эффекта активной мощности нагрузки по напряжению K_{PU} .

Дополнительно следует учесть, что перевод питания электроприемников с одного источника на другой за счет срабатывания устройства ABP содержит бестоковую паузу. В этом случае, если в нагрузке мощность, потребляемая AД, мала, то параметры режима ГУ в момент подключения такой нагрузки почти не зависят от того, был ли перерыв ее питания или нет. Но состояние AД в момент включения резервного питания решающим образом зависит от величины бесто-ковой паузы ΔT . Поэтому при большой доле AД в нагрузке, питание которой переключается, величины наброса активной и реактивной мощности зависят от ΔT : активная нагрузка в момент включения может быть и больше, и меньше нормальной, а реактивная нагрузка обычно значительно увеличивается. В соответствии с этим, напряжение на генераторе снижается, что может отрицательно повлиять на режим электроснабжения, как показано ниже.

В целом, применительно к нагрузкам, содержащим в своем составе значительную долю АД, следует рассматривать три переходных процесса:

- переключение питания без бестоковой паузы (рисунок 6.18*a*);

– переключение на резервное питания за счет срабатывания устройства быстродействующего ABP (рисунок 6.18б) с самозапуском АД;

- то же, что и предыдущее, но пауза больше и резервное питание пода-

ется на остановленные или почти остановившиеся АД (повторные пуски).



Рисункок 6.18 – Упрощенная однолинейная схема реализации наброса нагрузки на ГУ: при отключении одной (нескольких) ГУ на секции (*a*); в результате срабатывания устройства ABP (*б*)

В третьем случае маловероятно, что будет возможен одновременный пуск значительной группы АД, т.к. в режим островного (автономного) электроснабжения к этому не приспособлен. Как правило, заторможенные АД в данных схемно-режимных условиях отключаются и затем включаются автоматикой повторных пусков поочередно или небольшими группами.

Переходный процесс с набросом нагрузки на ГУ без перерыва питания электроприемников (рисунок 6.18*a*) показан на рисунке 6.19. В этом случае доля АД в нагрузке составляет 95 % и это единственное, что отличает данный переходный процесс от показанного на рисунке 6.17.

Указанный состав нагрузки имеет близкий к нулю регулирующий эффект активной мощности по напряжению по следующей причине. У нормально работающих АД понижение питающего напряжения вызывает небольшое увеличение скольжения, при этом скорость вращения АД и мощность, потребляемая приводимыми во вращение механизмами, несколько снижаются.



Рисунок 6.19 – Переходный процесс при набросе нагрузки на автономно работающую ГУ (нагрузка с регулирующим эффектом $K_{PU} \approx 0,1$ отн. ед.)

Однако, при снижении напряжения ток нагрузки и потери мощности равные $3I^2R$ увеличиваются. В результате у нормально работающих АД $K_{PU} \approx 0$ (регулирующий эффект может быть и больше, и меньше нуля). Рассматриваемое управление напряжением ГУ за счет применения модуля LAM при такой нагрузке в случае отсутствия перерыва питания эффекта не дает, что подтверждает рисунок 6.19.

Следует отметить, что в варианте **1** снижение частоты существенно меньше, чем на рисунке 6.17: 8 Гц вместо 13. Причина, по которой большая доля АД уменьшает снижение частоты, состоит в том, что по мере снижения частоты уменьшаются скорости вращения всех АД и в той или иной мере уменьшаются мощности, потребляемые ими, что на короткое время несколько уменьшает электропотребление безотносительно к управлению напряжением. Снижение частоты в этом случае может рассматриваться в качестве УВ, аналогичного снижению напряжения и эффективного при другом составе нагрузки.

В случае применения модуля LAM (вариант 4) снижение частоты, наоборот, больше на рисунке 6.19, чем на рисунке 6.17: 8 Гц вместо 3 Гц. Это обусловлено тем, что в первом переходном процессе эффект от применения модуля LAM был существенным, а данном случае его нет.

Обобщенные зависимости значения минимальной частоты в энергорайоне f_{min} после наброса нагрузки в функции от доли АД в составе нагрузки показаны для вариантов **1** и **4** на рисунке 6.20. Расчетные условия (схема – рисунок 6.18*a*, исходная генерация $P_0 = 30$ %, наброс нагрузки $\Delta P = 30$ %) и параметры управления напряжением ГУ действием LAM остаются без изменений. Важно отметить, что эффект от применения модуля LAM тем больше, чем больше разница минимальных частот без этого управления (**1**) и с ним (**4**).



Рисунок 6.20 – График оценки эффективности применения модуля LAM

Результаты выполненных расчетов переходных процессов сведены в таблицу 6.1, на основании которых можно провести анализ величин отклонений частоты при разных величинах набросов нагрузки (ΔP) для разных величин исходной мощности ГУ (P_0) при доле АД в составе нагрузки – 5 % (бестоковая пауза отсутствует).

Таблица 6.1 – Результаты расчетов переходных процессов с набросами нагрузки на ГУ без применения модуля LAM и с ним

$\Delta P, \%$	Мин	Минимальная частота: в варианте 1 \ в варианте 4			
90	26,0 \ 36,1	-	1 	1 	3 , 3)
70	29,0 \ 38,3	32,0 \ 41,8		7 <u></u> 7	-
50	33,0 \ 40,6	36,0 \ 43,9	38,0 \ 46,4		100-00
30	38,0 \ 43,5	40,0 \ 45,6	41,8 \ 47,7	42,9 \ 47,1	
10	45,4 \ 47,6	46,3 \ 48,7	46,9 \ 49,0	47,3 \ 49,0	47,7 \ 49,1
	10	30	50	70	90

В таблице 6.1 серой заливкой выделены расчетные условия, при которых рассматриваемое управление LAM дает наибольший эффект в отношении f_{min} .

Если набросу нагрузки на ГУ предшествовал перерыв ее питания (рисунок 6.18*б*), то процесс отличается от рассмотренных выше тем, что возникает дополнительное понижение напряжения из-за токов самозапуска АД. При этом рассматриваемое управление LAM может спровоцировать возникновение в энергорайоне лавины напряжения. Пример переходного процесса в указанных условиях показан на рисунке 6.21, при этом расчетные условия отличаются от рисунка 6.19 только наличием бестоковой паузы ABP длительностью 0,18 с.



Рисунок 6.21 – Переходный процесс при набросе нагрузки на ГУ после бестоковой паузы АВР длительностью 0,18 с (нагрузка с регулирующим эффектом $K_{PU} \approx 0,1$ отн. ед.)

В переходном процессе (вариант 4) показанном на рисунке 6.21 АД, после перерыва питания на время бестоковой паузы ABP длительностью 0,18 с, тормозятся, напряжение в энергорайоне продолжает снижаться. В результате нарушается нормальное функционирование всех электроприемников в нагрузке (исходной и дополнительной), о чем свидетельствует низкое генераторное напряжение: U < 40 % от $U_{\text{ном}}$.

В варианте 4 суммарная нагрузка значительно ниже нормальной (в энергорайоне прошла лавина напряжения), после чего устанавливается частота близкая к номинальному значению, однако, он недопустим по условиям электроснабжения.

Если бы в начале переходного процесса, после наброса нагрузки, не применялось управление LAM, а использовалось бы обычное устройство APB (вариант 1), то результат был бы удовлетворительным.

Особо важно рассмотреть переходный процесс с набросом нагрузки при прямом пуске АД из неподвижного состояния от автономно работающей ГУ. Для того, чтобы скорость вращения $n_{AД}$ увеличивалась, электромагнитный момент, пропорциональный U^2 , должен быть больше момента сопротивления приводимого во вращение механизма, поэтому возможности для снижения напряжения посредством модуля LAM ограничены. В пределах указанных ограничений снижение напряжения уменьшает мощность, потребляемую АД в процессе пуска, и, следовательно, уменьшает нагрузку на генератор, удлиняя пусковой процесс (прямой пуск АД при пониженном напряжении – широко известный способ снижения пускового тока).

Пример переходного процесса с пуском АД показан на рисунке 6.22, расчетные условия: $P_{AД,HOM} / P_{\Gamma,HOM} = 0,44$, $T_{J,AД} = 2$ с. В варианте **4** дополнительное понижение напряжения посредством модуля LAM дает первый минимум частоты на 12 Гц выше, чем в варианте **1**.



Рисунок 6.22 – Переходный процесс при пуске АД от ненагруженной ГУ ($P_0 = 0$). (нагрузка ГУ после пуска АД – 30 % от $P_{\text{ном}}$)

Если эффект от снижения напряжения оценивать величинами $f_{\min,4} - f_{\min,1}$, то наибольший положительный результат при пусках АД получается при $P_0 = 0$ и при бо́льших значениях механической постоянной инерции АД, как показано

на рисунке 6.23. На рисунке 6.23 номинальная мощность пускаемого АД в долях *P*_{г.ном} равна 44 % (сплошные линии) и 22 % (штриховые линии).

Отсутствие положительного эффекта при малых значениях $T_{J,A,Z}$ связано с тем, что бо́льшая часть процесса ускорения АД приходится на первоначальный провал напряжения, в котором роль дополнительного снижения напряжения модулем LAM мала по сравнению с потерей напряжения на сопротивлении генератора, обусловленной пусковым током АД, см. U(t) на рисунке 6.22.



Рисунок 6.23 – График изменения частоты в зависимости от применения модуля LAM при пусках АД с различными значениями *Т*_{J.АД}

Проведенные исследования показали, что достоверное суждение о положительном (отрицательном) эффекте от применения в АРВ модуля LAM (или аналогичного) в различных схемно-режимных ситуациях, для конкретного энергорайона при его работе в островном (автономном) режиме, может быть получено только на основании результатов расчетов переходных процессов. Важно отметить, что наличие в энергорайоне с объектами РГ СД может полностью изменять характер переходных процессов, особенно если возбуждение СД управляется по напряжению.

Анализ особенностей режимов выявил, что применение в APB модуля LAM нецелесообразно в тех конкретных схемно-режимных условиях, когда это недопустимо по причинам, связанным с тремя группами факторов.

Первая группа факторов – невозможность обеспечения самозапусков и прямых пусков электродвигателей при сниженном напряжении ГУ, особенно когда переключение питания группы электроприемников сопровождается бестоковой паузой устройства ABP.

Вторая группа – отключения особо ответственных электроприемников в энергорайонах с промышленной нагрузкой, обусловленные снижениями напряжения в сети внутреннего электроснабжения:

- самопроизвольное размыкание контактов магнитных пускателей;

 срабатывание защит минимального напряжения, отключающих часть электроприемников для сохранения в работе особо ответственных;

– срабатывание устройств технологической защиты и автоматики для предотвращения повреждений оборудования (например: останов ряда СД, работающих с принудительной смазкой подшипников при остановке маслонасоса смазки по причине самоотключения его магнитного пускателя).

Третья группа факторов – наличие на промышленных предприятиях энергорайона автоматизированных систем управления, жестко отслеживающих величину питающего напряжения и останавливающих производственные процессы, если напряжение в течение десятых долей секунды отклоняется от номинального значения на ± 20 % [413].

6.10 Выводы по ГЛАВЕ 6

1. Действие устройств ABP по факту снижения напряжения, отстроенное по времени от срабатывания устройств P3 (устройств ABP, расположенных ближе к источнику питания; устройств AПВ) не отвечает требованиям по быстродействию, необходимому при наличии в энергорайоне объектов PГ.

2. Повышение быстродействия ABP возможно за счет применения дополнительных пусковых органов, осуществляющих контроль параметров текущего и предшествующего режимов, фиксирующих действие устройств P3 и текущее состояние КА как ГУ, так и основного электросетевого оборудования в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона.

3. При выполнении проектов присоединения объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов необходимо проводить анализ электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях, с целью проверки обоснованности ранее принятых технических решений по алгоритмам работы и параметрам настройки устройств ABP, с внесением соответствующих изменений, в случае необходимости.

4. Применение генераторов с системой самовозбуждения при работе в островном (автономном) режиме может оказаться недопустимым по причине недостаточной скорости восстановления напряжения после ликвидации КЗ в

сети внутреннего электроснабжения энергорайона и приводить к массовым отключениям электроприемников потребителей.

5. При подключении объектов РГ к сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов необходимо проводить анализ допустимости срабатывания устройств ABP, а также ряда коммутаций, выполняемых дежурным персоналом с целью проведения оперативных переключений в сетях внутреннего электроснабжения в островном (автономном) режиме, и, в случае необходимости, предусматривать введение автоматических блокировок.

6. Разработанное схемное решение по совершенствованию алгоритмов линейного и секционного ABP, использующие информацию о схемнорежимной ситуации в прилегающей сети и результаты комплексных расчетов режимов, имеющее ПОН и ПОЧ, блокирующие органы по разности частот, разности фаз и величине располагаемой мощности резервного ввода, с учетом повышенного быстродействия (0,02–0,035 с) позволяет снизить длительность перерывов электроснабжения (при пуске по факту снижения напряжения) и предотвратить повреждения ГУ от несинхронных включений.

7. В действующих отечественных нормативно-технических документах комбинированное регулирование не предусматривается, а величина статизма регулирования скорости в АРЧВ нормируется в диапазоне 4–5 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами.

8. Алгоритм функционирования системы переключения алгоритмов регулирования в АРЧВ ГУ имеет решающее значение, учитывая, что в конкретных схемно-режимных условиях он может работать неправильно, как показывает опыт эксплуатации зарубежных ГУ.

9. Цена ошибки в идентификации режима работы ГУ принципиально разная, когда островной (автономный) режим будет идентифицироваться как режим параллельной работы с энергосистемой, и наоборот.

10. Если при внезапном переходе ГУ в островной (автономный) режим АРЧВ будет продолжать работать с алгоритмом поддержания мощности, то, возможны значительные отклонения частоты в энергорайоне и, как следствие, отключения ГУ с нарушением электроснабжения всех электроприемников.

11. В случае, если система переключения алгоритмов АРЧВ ложно зафиксирует переход в островной (автономный) режим в то время, как ГУ будет продолжать работать параллельно с энергосистемой, и перейдет на алгоритм поддержания частоты с заданным статизмом, то ничего аварийного не произойдет, хотя заданная генерация будет отрабатываться не точно. 12. Обоснована целесообразность блокировки системы переключения алгоритмов АРЧВ на ГУ объектов РГ, с выбором величины статизма регулирования частоты в диапазоне 4–5 % во всех схемно-режимных условиях.

13. Заводы-изготовители ГУ с приводом от ДВС используют различные технические решения, облегчающие протекание переходных процессов при набросах нагрузки на ГУ, с целью предотвращения локальных перегревов шатунно-поршневой группы и отключения ГУ при больших провалах скорости вращения, но обладающие различной эффективностью в конкретных условиях.

14. Снижение напряжения на выводах ГУ с приводом от ДВС, посредством применения модуля согласования нагрузки, является эффективной мерой, позволяющей уменьшить динамические снижения частоты при набросах нагрузки на генератор, работающий в островном (автономном) режиме, при условии, что величина активной нагрузки существенно зависит от напряжения.

15. Применение модуля согласования нагрузки может не давать положительного эффекта, если величина нагрузки мало зависит от напряжения, что характерно для узлов промышленной нагрузки, в которых бо́льшую часть активной мощности потребляют асинхронные двигатели.

16. Выявлены общие закономерности, позволяющие производить оценку эффективности применения модуля согласования нагрузки в АРВ ГУ объектов РГ, в зависимости от состава нагрузки и значений механических постоянных инерции используемых АД.

17. Доказано, что в случае наброса нагрузки на ГУ после бестоковой паузы, например, при срабатывании устройства ABP, модуль согласования нагрузки провоцирует возникновение лавины напряжения в узлах нагрузки с большой долей АД (при снижении напряжения ухудшаются условия самозапусков АД), что недопустимо по условиям электроснабжения электроприемников.

18. Допустимость применения модуля согласования нагрузки в АРВ ГУ объектов РГ в конкретных схемно-режимных условиях должна определяться на основании результатов расчетов переходных процессов, при наличии достоверной информации о допустимых набросах нагрузки и их продолжительности от заводов-изготовителей ГУ.

ГЛАВА 7 Особенности разработки схем выдачи мощности ГУ объектов РГ и построения автоматики управления режимами энергорайонов

7.1 Вводная часть

В соответствии с требованиями п. 10к [248, 421], к заявке на технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии максимальной мощностью более 5 МВт должна быть приложена схема выдачи мощности (CBM), разработанная заявителем и согласованная им с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Данное требование относится к значительной части объектов РГ.

Проведенный анализ действующих НТД и НПА выявил отсутствие утвержденных требований к разработке СВМ объектов РГ, в зависимости от их влияния на режимы работы прилегающей сети и целей их строительства [422].

Как правило, на объектах РГ используются зарубежные ГУ, имеющие существенные отличия по сравнению с традиционно применяемыми паротурбинными ГУ, которые проявляются в анормальных и аварийных режимах. Они оснащаются устройствами РЗ, АРЧВ и АРВ, соответствующими требованиям зарубежных стандартов (отличаются от российских), которые и определяют характер протекания переходных процессов.

Если указанные отличия не были учтены в процессе формирования ТЗ на поставку ГУ, то нередко это приводит к значительным ущербам и затратам на разработку и реализацию дополнительных технических решений как на объекте РГ, так и в прилегающей сети. К этому относится необходимость установки дополнительного оборудования, например, разделительных трансформаторов или токоограничивающих реакторов, устройств РЗ и ПА, модернизация АРЧВ, повторная наладка АРВ с изменением алгоритмов работы, и др. [235, 305, 325].

Учитывая статистические данные по среднему времени между вынужденными отключениями, сравнительно частые, но непродолжительные отключения ГУ объектов РГ приводят к кратковременным перегрузкам оборудования распределительных сетей (ЛЭП; силовых трансформаторов), что в ряде случаев требует принятия мер по их разгрузке [84].

Формирование при разработке CBM дополнительных технических требований (TT) к ГУ позволяет свести к минимуму возможность возникновения проблемных вопросов как для собственников объектов РГ, так и для электросетевых компаний и субъектов оперативно-диспетчерского управления.

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 нерасчетной и некорректной работой оборудования систем гарантированного и бесперебойного электроснабжения. Это связано с отсутствием в проектной документации результатов проведения натурных испытаний и измерений, что приводит к некорректному выполнению расчетов электрических режимов, с последующим принятием не обоснованных технических решений, ведущих к снижению надежности электроснабжения потребителей.

Интеграция в сети среднего и низкого напряжения энергорайонов значительного количества объектов РГ, включая объекты микрогенерации, вызывает многообразие возможных схемно-режимных ситуаций, приводит к невозможности визуального распознавания режимов и ручного управления ими, усложняет задачу управления режимами в связи с увеличением ее размерности.

Создание автоматики управления нормальными и аварийными режимами АУНиАР в энергорайонах с объектами РГ является крайне актуальной задачей, которую необходимо решать на принципиально новом научно-технологическом уровне, с использованием отечественных современных датчиков параметров режима и программно-аппаратных комплексов.

Данная глава посвящена особенностям разработки схем выдачи мощности ГУ объектов РГ, включая вопросы поведения натурных испытаний и измерений, расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, а также предпосылкам и принципам построения автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов.

7.2 Разработка схем выдачи мощности ГУ объектов РГ

Современные ГУ (ГТУ, ГПУ, ДГУ) объектов РГ в нормальных режимах работы сети являются такими же как и паротурбинные ГУ, однако в анормальных и аварийных режимах (набросы/сбросы нагрузки, прямые пуски крупных электродвигателей или их групп, деление сети, КЗ, АПВ, асинхронные режимы ГУ и СД, др.) различия в их реакции на возмущения могут быть настолько значительными, что требуют учета особенностей при разработке CBM.

Особенности ГУ объектов РГ могут быть, в зависимости от конкретных

условий электроснабжения и электропотребления, более или менее значимыми. В случае, если объект РГ предназначен только для утилизации попутного нефтяного газа на нефтепромысле или шахтного газа на предприятии горнодобывающего комплекса, то отключение ГУ не приводит к существенным ущербам у потребителей, с учетом возможности их быстрого повторного пуска.

В другом случае, если целью строительства объекта РГ является надежное электроснабжение систем жизнеобеспечения подземных работ при возникновении аварий в сетях внешнего электроснабжения, то последствия и ущербы от отключения ГУ могут быть куда более значительными. В этом случает, от корректности выполнения расчетов электрических режимов при разработке CBM зависит правильность выбора ГУ, а также обоснованность и достаточность технических решений по реализации противоаварийных мероприятий.

Технологическое присоединение объектов РГ в этом случае следует выполнять в 6 (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 CBM* 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 энергорайона.

3. Запрос у заводов-изготовителей технических характеристик ГУ по сводному перечню (см. п. 7.2.1) для изучения алгоритмов работы, параметров настройки устройств РЗА, технологической защиты и автоматики, АРЧВ, АРВ, САУ ГУ для выявления особенностей их функционирования в анормальных и аварийных режимах.

4. Разработка *окончательной СВМ* объекта РГ для установления пригодности выбранных типов ГУ условиям электроснабжения и электропотребления, а также режимов работы рассматриваемого энергорайона, с учетом затрат на ввод нового и модернизацию основного оборудования, устройств РЗ, ПА, технологической защиты и автоматики.

5. Согласование окончательной СВМ объекта РГ с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления.

6. Формирование ТЗ на поставку ГУ с приложением обоснованных ТТ (основных и дополнительных) к ГУ, являющихся результатом разработки и согласования CBM [423].

Предложенный подход к разработке СВМ объектов РГ позволяет сфор-

мировать дополнительные ТТ к ГУ для выбора их вида и типа, с последующей оценкой их пригодности к функционированию в конкретных схемно-режимных условиях и допустимых режимах работы энергорайона.

Методически расчеты электрических режимов для режима параллельной работы энергорайона с объектами РГ с энергосистемой, а также островного режима работы энергорайона не имеют существенных отличий. Однако сами расчеты в энергорайонах с объектами РГ имеют множество особенностей, которые должны быть учтены для получения корректных результатов расчетов и принятия обоснованных технических решений в процессе проектирования.

В общем случае целесообразно моделировать весь рассматриваемый энергорайон целиком с упрощенным отображением малозначительных нагрузок, подключенных к сетям низкого напряжения. Если энергорайон подключен одной или несколькими ЛЭП к одной части энергосистемы, то единственное, что эффективно для снижения трудоемкости составления расчетной схемы, – это понижать ступени точности моделирования нагрузки в узлах, удаленных от исследуемого и от точек приложения возмущений. Если энергорайон с объектами РГ может работать как параллельно с энергосистемой, так и в островном режиме, то исходная расчетная схема составляется для всего объединения.

Для составления расчетной схемы в первую очередь необходимо получение технических характеристик (основных параметров) ГУ от заводовизготовителей. Необходимость получения технических характеристик ГУ в полном объеме до момента их поставки обусловлена трудностями (невозможностью) их получения после полного исполнения обязательств по договору.

7.2.1 Сводный перечень технических характеристик ГУ

Для разработки CBM объекта РГ сформирован сводный перечень технических характеристик ГУ, подлежащих получению от заводов-изготовителей. Использование технических характеристик аналогичных ГУ при разработке окончательной CBM недопустимо, т.к. свойства ГУ, имеющих один и тот же принцип действия, существенно различаются у разных заводов-изготовителей.

Данная информация – основа для постановки расчетных задач, выполнения расчетов электрических режимов, следовательно, целесообразно включать требование о предоставлении заводами-изготовителями технических характеристик в ТТ к ГУ, которые являются неотъемлемым приложением к предварительному договору на поставку ГУ.

Основные параметры генерирующей установки:

1. Номинальная мощность (кВт).

2. Номинальная скорость вращения генератора (оборотов/мин.).

3. Вид приводного двигателя: газотурбинный (одновальный или многовальный; с редуктором или без него); двигатель внутреннего сгорания (газовый; дизельный; двухтопливный).

4. Суммарный момент инерции всех масс на валу генератора, включая его ротор (если имеется редуктор, то моменты инерции вращающихся масс перед редуктором, после редуктора и его передаточное число), что позволяет рассчитать механическую постоянную инерции T_J .

5. Продолжительность пуска из холодного и горячего состояний, что необходимо для решения задач противоаварийного управления.

Параметры генератора:

1. Номинальный коэффициент мощности (отн. ед.).

2. Номинальное напряжение (кВ).

3. Индуктивные сопротивления (отн. ед.): синхронные (насыщенное), переходные и сверхпереходные по продольной и поперечной осям.

4. Постоянная времени обмотки возбуждения (сек.) при разомкнутом статоре генератора.

5. Переходная и сверхпереходные постоянные времени (сек.) при корот-ком замыкании на выводах генератора.

Параметры АРЧВ вращения генератора:

- 1. На какой режим работы рассчитан АРЧВ:
- на параллельную работу с мощной энергосистемой?
- на автономное электроснабжение потребителей?

 на оба эти режима с обеспечением возможности продолжать нормальную работу, если ГУ (объект РГ) с нагрузкой внезапно отделилась от сети?

2. Если предусмотрено автоматическое переключение алгоритмов регулирования, то какая информация используется для идентификации режима работы и переключения:

- отключение КА (каково максимальное число контролируемых КА)?
- изменения отдаваемой активной мощности? какие именно?
- по каким другим критериям?

3. Какие значения статизма регулирования частоты вращения могут быть установлены в АРЧВ?

4. Максимально допустимые набросы нагрузки на генератор для разных значений исходной мощности, а также графики изменения скорости вращения и мощности генератора при больших набросах нагрузки.

5. Максимально допустимый сброс нагрузки с генератора, работавшего со 100 % нагрузкой, не требующий отключения генератора, а также график изменения скорости вращения для данного процесса.

Информация по первым трем пунктам определяет применимость ГУ в конкретных схемно-режимных условиях, а по последним двум – необходимость реализации противоаварийных мероприятий и обеспечения правильности математического моделирования ГУ.

Параметры системы возбуждения и АРВ генератора:

1. Предусмотрено ли управление возбуждением?

2. Источник питания системы возбуждения:

– от возбудителя переменного тока обращенного исполнения?

– статическая система возбуждения с питанием от трансформатора, подключенного к выводам генератора?

- другой (указать).

Если применена статическая система возбуждения, то в островном (автономном) режиме работы вероятны трудности обеспечения пусков и самозапусков электродвигателей, а при параллельной работе с энергосистемой – замедление восстановления напряжения после ликвидации КЗ.

3. Имеется ли ограничитель продолжительности режима форсировки возбуждения? Если его нет, то длительная форсировка возбуждения может привести к отключению ГУ устройствами РЗ.

4. Потолочное напряжение возбуждения (относительно величины возбуждения в номинальном режиме) и скорость нарастания возбуждения (ед./с).

5. Изменение напряжения возбуждения, % (относительно номинальной величины) при отклонении напряжения на выводах генератора на 1 %.

6. Какие дополнительные параметры используются для стабилизации режима ГУ? Детализация параметров регулирования возбуждения, обеспечивающих хорошее демпфирование колебаний, не требуется, т.к. они подбираются непосредственно в расчетной схеме.

Допустимые диапазоны длительной работы ГУ без срабатывания устройств РЗ:

- по мощности (P_{\min} , P_{\max} в % от P_{\max});

- по напряжению (U_{\min} , U_{\max} в % от $U_{\text{ном}}$);

- по частоте (f_{\min} , f_{\max} в % от $f_{\text{ном}}$).

Уставки устройств РЗА, действующих на отключение ГУ:

- уставка по снижению напряжения и выдержка времени;
- уставка по повышению напряжения и выдержка времени;
- уставка по снижению частоты и выдержка времени;
- уставка по повышению частоты и выдержка времени;

уставка по повышению тока статора (быстродействующая защита) и выдержка времени;

 уставка по скорости изменения фазы напряжения и выдержка времени (при наличии);

- другие аналогичные защиты;

– максимально допустимая длительность трехфазного КЗ.

Указанные уставки устройств РЗ определяют, в частности, вероятность излишних отключений ГУ: при параллельной работе с энергосистемой в случае КЗ и в островном (автономном) режиме работы при набросах/сбросах нагрузки.

Механическая прочность ГУ, термическая стойкость генератора:

1. Как обеспечивается сохранение механической прочности при внешнем коротком замыкании вблизи выводов генератора:

- конструкцией генерирующей установки в целом?
- применением муфты предельного момента?
- применением устройства ограничения тока короткого замыкания?

Механическая прочность при трехфазном КЗ на выводах ГУ должна обеспечиваться самой конструкцией ГУ.

2. Величина максимально допустимого ударного электромагнитного момента. По данной величине может быть для конкретных условий проверена допустимость воздействия внешнего КЗ и решен вопрос о допустимости применения НАПВ в прилегающей сети [12].

Помимо информации о ГУ для составления расчетной схемы необходимо получение достоверной информации об узловых нагрузках в сети внутреннего электроснабжения энергорайона во всех схемно-режимных ситуациях. Однако ее сбор в процессе эксплуатации промышленного энергорайона на основании данных паспортов заводов-изготовителей всех технологических линий, машин и механизмов бывает крайне сложным, длительным и не всегда заканчивается ожидаемым результатом. Учитывая, что влияние параметров нагрузки на возможность обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных электроприемников потребителей энергорайона от объектов РГ велико, целесообразно получение необходимых данных о нагрузке посредством проведения натурных испытаний и измерений.

7.2.2 Методика проведения натурных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ

Целью проведения натурных испытаний и измерений в энергорайонах является выполнение измерений фактических режимных параметров и характеристик (токов; напряжений; потоков активной и реактивной мощности; показателей качества электрической энергии) и обработка полученных экспериментальных данных для восполнения недостающей условно-переменной информации, необходимой для формирования расчетной схемы [424].

Результатом натурных испытаний и измерений являются сформированные узловые, в том числе, пофазные нагрузки по активной и реактивной мощности на шинах распределительных устройств (РУ) в сети внутреннего электроснабжения энергорайона, в том числе, на шинах гарантированного и бесперебойного питания, а также на присоединениях, отходящих от шин РУ. Следует выполнять измерения нагрузки на всех отходящих от шин присоединениях.

При большом количестве присоединений на секциях шин или в случае сложного доступа к присоединениям по месту их расположения (присоединение нескольких кабельных линий в одной ячейке), допускается проведение измерений на наиболее значимых (с максимальной нагрузкой). В этих случаях, допустимо использование либо проектных нагрузок присоединений, либо нагрузок, измеренных на аналогичных присоединениях энергорайона.

Корректность выполнения измерений обеспечивается одновременным снятием показаний во всех точках проведения замеров, обеспечивающих возможность вычисления исследуемых узловых нагрузок, за счет использования нескольких приборов, удовлетворяющих соответствующим требованиям.

Потребность в проведении натурных испытаний и измерений продиктована тем, что в результате накопления эффектов от малых перемен, происходящих в ходе перманентного обновления оборудования в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов, постепенного изменения их конфигурации, эволюции технологий и структуры электропотребления, фактические схемно-режимные ситуации претерпевают существенные количественные изменения. Эти изменения, по сравнению с результатами проектных расчетов электрических режимов, связаны с появлением высших гармонических составляющих в режимных параметрах, возникновением динамической несимметрии, увеличением скорости и интенсивности реакции на внешние возмущения и т.п.

Методика определяет необходимые для производства каждого типа измерений:

 точки замера, время суток производства замеров, интервалы (частоту снятия численных значений) и периоды (общую продолжительность измерений во времени) по каждой точке замера;

- наборы параметров режима, подлежащих измерению;

– измерительные приборы и требования по их настройке.

Методикой предусматривается проведение измерений двух типов:

 измерения первого типа производятся в отношении напряжений, частоты, пофазных нагрузок и ПКЭ в нормальных режимах максимального и минимального потребления в режиме параллельной работы с энергосистемой, т.е. с учетом перетоков мощности из сети внешнего электроснабжения;

– измерения второго типа предназначены для определения параметров электрического режима и ПКЭ при переходе энергорайона с объектами РГ из режима параллельной работы с энергосистемой в островной (автономный), а также в процессе функционирования энергорайона в островном (автономном) режиме до момента его синхронизации с энергосистемой.

Измерения первого типа производятся в нормальной схемно-режимной ситуации, характеризующейся нормальной схемой сети внешнего и внутреннего электроснабжения, и нормальным режимом работы всех электроустановок исследуемого энергорайона.

Измерения второго типа производятся в специально создаваемом режиме работы энергорайона на время их проведения. Осуществляется отключение питающих энергорайон ЛЭП в ремонтной схеме сети внешнего электроснабжения (без КЗ), что приводит к выделению энергорайона в островной режим работы (ГУ – в автономный). Реализация перехода может производиться в том числе за счет имитации срабатывания многопараметрической делительной автоматики энергорайона по отклонению параметров режима (см. главу 3).

Для всех замеров интервал измерения является временем усреднения измеряемой величины, т.к. используемые приборы показывают среднее действующее значение показателей электрического режима на выбранном интервале. Исключение составляет режим «фиксация пусковых токов», в котором измерения производятся с частотой 1 раз в 10 мс.

На основе первичных измерений математическое обеспечение приборов обеспечивает вычисление фазных активных и реактивных мощностей, линейных напряжений, коэффициентов суммарного искажения гармоник тока и напряжения, коэффициентов асимметрии токов и напряжений, пик-факторов, фликера, максимальных и минимальных значений на периоде измерений и др.

Определение актуальных периодов времени измерения должно осуществляться с учетом зависимости конфигурации профиля и численных значений нагрузок от времени года, характерных сезонов и времени суток. Данные о фактических суточных профилях электропотребления за характерные сезоны года следует получить в ходе документального обследования энергорайона.

Анализ профилей электропотребления указывает на то, что зависимость электропотребления энергорайонов от времени года составляет 10–50 % и целесообразно уточнять на этапе планирования месяц проведения натурных испытаний и измерений, с целью определения максимальной нагрузки потребления.

Электропотребление рабочих дней носит двухступенчатый характер, при котором максимальные (дневные) нагрузки превышают минимальные (ночные) ориентировочно на 25–50 %, в то время как выходные дни характеризуются относительно постоянным графиком потребления с флуктуациями в пределах 10–15 %. Следовательно, разница в суточных изменениях нагрузок имеет существенное значение.

Рекомендации по измерениям первого типа:

 измерения максимальных нагрузок следует производить в период времени с 10-ти до 13-ти часов рабочего дня;

 измерения минимальных нагрузок следует производить в ночное время или в любое удобное время выходного дня;

– учитывая квазистационарный характер нормальных режимов, исследуемых в рамках измерений первого типа, для выполнения измерений и с учетом ограничений по памяти приборов измерения рекомендуется выбирать интервал измерений, равный одной минуте.

Измерения второго типа следует проводить по специальной программе, предусматривающей реализацию противоаварийных мероприятий в энергорайоне, допустимости отключения неответственной нагрузки в сетях внутреннего электроснабжения энергорайона, а также готовности технологического персонала и дежурного персонала энергорайона к действиям в нештатных ситуациях.

Разработанная методика проведения натурных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ позволяет получать (верифицировать) исходные данные для выполнения расчетов электрических режимов, что содействует повышению их точности, а также обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования.

7.2.3 Методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ

Целью выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ является количественный анализ взаимного влияния ГУ объектов РГ, нагрузки и прилегающей сети. Результаты расчетов позволяют судить о возможности применения рассматриваемых ГУ в конкретном энергорайоне, сформировать перечень дополнительные ТТ к ГУ, а также обоснованный список противоаварийных мероприятий, подлежащих реализации при технологическом присоединении ГУ/объекта РГ к сети.

При выполнении расчетов электрических режимов необходимо учитывать следующие особенности ГУ, которые могут, в тех или иных схемнорежимных условиях, снижать надежность их функционирования:

 типы и алгоритмы АРЧВ ГУ (идентификация режима работы; процесс перехода с одного алгоритма регулирования на другой и обратно; реакция на набросы/сбросы нагрузки);

 типы и алгоритмы АРВ ГУ (наличие модуля согласования нагрузки; уставки АРВ ГУ по напряжению);

 допустимые величины ударных электромагнитных моментов для ГУ при близком трехфазном КЗ и НАПВ;

 уставки устройств РЗ ГУ и их согласование с уставками устройств РЗ
в сети внешнего и внутреннего электроснабжения (принятие, при необходимости, мер по расширению области допустимых режимов ГУ);

– обеспечение динамической устойчивости ГУ (у ГТУ со свободной силовой турбиной и ГПУ при многофазных КЗ не обеспечивается), последствия нарушений устойчивости ГУ и нагрузки, анализ возможности и допустимости самопроизвольной ресинхронизации ГУ, оценка эффективности мер по предотвращению асинхронных режимов (АР);

- обеспечение успешности прямых пусков единичных крупных элек-

тродвигателей или их групп при различном составе работающих ГУ (критично в островном (автономном) режиме работы энергорайона) [12].

Рассмотрим подготовительные этапы, а также этапы выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, реализация которых позволит получить корректные результаты и принять обоснованные технические решения по интеграции объекта РГ.

Подготовительные этапы:

1. Формирование расчетной схемы энергорайона с объектами РГ.

Расчетная схема энергорайона должна содержать основные элементы сетей 0,4 – 110 (220) кВ, включая токоограничивающие реакторы. Пример расчетной схемы промышленного энергорайона с фрагментом энергосистемы для технологического присоединения к сетям внутреннего электроснабжения объекта РГ (ГПЭС с шестью ГУ) представлен на рисунке 7.1.

Целесообразно использовать имеющуюся расчетную схему энергосистемы, дополнив ее расчетной схемой исследуемой части распределительной сети и сети внутреннего электроснабжения энергорайона с объектами РГ.



Рисунок 7.1 – Расчетная схема промышленного энергорайона с объектом РГ и фрагментом энергосистемы. В сети внутреннего электроснабжения нагрузки *H1* – *H4* не показаны

На рисунке 7.2 приведен пример расчетной схемы крупного промышленного энергорайона в островном режиме работы, где показаны в полном объеме сети внутреннего электроснабжения энергорайона за исключением присоединений напряжением 0,4 – 6 кВ, которые идут непосредственно к электроприемникам.

Особого внимания требует моделирование динамических свойств электроприемников. Все упрощения в используемых моделях генераторов, элементов сети и электроприемников (кроме очевидных и апробированных упрощений) следует обосновывать расчетами. В частях энергосистемы, внешних по отношению к объектам анализа, должны быть отображены все ближайшие электростанции, а из удаленных электростанций – те, которые обеспечивают устойчивость и электроснабжение данной части энергосистемы. Сети, которые являются внешними по отношению к объектам анализа, должны, как минимум, отображать связи между ПС и электростанциями, расположенными вне объекта анализа, а также основные нагрузки в этих сетях. Связи можно показывать упрощенно, разнося промежуточные нагрузки по соседним узлам, и описывая эти нагрузки обобщенными статическими характеристиками [327].



Рисунок 7.2 – Расчетная схема сети внутреннего электроснабжения крупного промышленного энергорайона в островном режиме работы с объектами РГ

Вопросы, связанные с особенностями моделирования нагрузки в сетях внешнего внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ в различных режимах работы подробно рассмотрены в главе 3 (п. 3.9).

Существенное влияние нагрузки на общие переходные процессы обусловлено двумя обстоятельствами:

 в энергорайонах, учитывая малые значения сопротивлений между ГУ объектов РГ и электроприемниками, взаимное влияние значительно; – суммарная нагрузка в промышленных энергорайонах с объектами РГ часто существенно больше суммы номинальных мощностей ГУ, поэтому характер переходных процессов определяется свойствами электроприемников.

Поэтому, переходные процессы в двигательной нагрузке могут оказывать решающее влияние на изменение режимов работы ГУ, их устойчивость, а также возможность или невозможность сохранения в работе в различных схемнорежимных условиях.

Для технико-экономического обоснования замены отдельных единиц электротехнического оборудования в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов необходимы статистические данные о КЗ в годовом разрезе, данные расчетов вероятностей возникновения аварий на электросетевых объектах и нарушений электроснабжения у потребителей, а также параметры экономических ущербов. При отсутствии статистических данных для конкретного энергорайона (фрагмента распределительной сети) следует использовать усредненные статистические данные [101].

2. Формирование перечней аварийных возмущений.

Перечни возмущений, как кратковременных (КЗ, АПВ, АВР и пр.), так и длительных (проведение аварийных ремонтов; замена оборудования и т.п.), составляются с учетом их вероятного количества в течение года на основании статистических данных.

Выбор возмущений, для которых должны выполняться расчеты, определяется величиной суммарного годового ущерба для потребителей, в основном – промышленных, который может быть связан с нарушением сложного и непрерывного технологического процесса, повреждением оборудования, существенным браком или недоотпуском продукции и др. Целесообразно учитывать, что количество кратковременных возмущений за год гораздо больше, чем длительных, хотя последние приводят к бо́льшим ущербам. Поэтому, наибольшими суммарными за год возмущениями могут оказаться как кратковременные, ликвидируемые устройствами РЗ, так и длительные.

Для каждого объекта РГ перечень анализируемых возмущений будет различным, так как это зависит от особенностей ГУ, режимов работы объекта РГ (параллельный; островной; автономный), структуры сети внешнего и внутреннего электроснабжения, а также особенностей основного технологического производства и параметров нагрузки.

В простых случаях следует ориентироваться на задаваемые потребителями (для каждого из особо ответственных электроприемников) величины критического времени перерыва электроснабжения $\Delta T_{\rm kp}$. Под $\Delta T_{\rm kp}$ понимается максимальное время полного перерыва электроснабжения, при котором не возникает опасности для людей, риска повреждения оборудования и значительного брака производимой продукции. Если возмущение имеет продолжительность ΔT меньше $\Delta T_{\rm kp}$, то режим работы электроприемников возвращается к нормальному, а величина ущерба пренебрежимо мала; при больших значениях ΔT работа электроприемников нарушается и величина ущерба резко возрастает.

Критические значения $\Delta T_{\rm kp}$ могут быть выражены в функции одного параметра – напряжения в начале аварийного процесса (U_0).

На рисунке 7.3 представлены примеры граничных условий аварийных процессов при различном составе нагрузки. Если такие функции определить для конкретного промышленного энергорайона достаточно точно, то перебор аварийных режимов сводится к вычислению значения U_0 в начале каждого аварийного процесса, сравнению продолжительности провала напряжения ΔT со значением $\Delta T_{\rm кp} = f(U_0)$ и получению вывода о последствиях возмущения.



Рисунок 7.3 – Граничные условия аварийных процессов для двух энергорайонов с преобладанием: асинхронных двигателей (*a*); синхронных двигателей (б)

В перечень анормальных режимов, которые должны быть проанализированы при выполнении расчетов, следует включить прямые пуски крупных электродвигателей и сбросы/набросы нагрузки различной величины, в возможных пределах для рассматриваемого энергорайона.

Отдельно следует рассмотреть вопрос обеспечения устойчивости ГУ, в т.ч. объектов РГ, при возмущениях в энергосистеме, который сводится к требованию по сохранению устойчивости при нормативных возмущениях, заданных специальным перечнем. Выбор видов нормируемых параметров и их конкретизация: значения нормативных коэффициентов запаса, составление списка нормативных возмущений, привязка тех и других к особенностям режима работы энергосистемы (нормальный, послеаварийный и др.) – реализуются с целью обеспечения надежности работы энергосистем, с учетом технической целесообразности и экономических возможностей.

Нормативные возмущения – это такие возмущения, при которых устойчивость энергосистемы не должна нарушаться согласно требованиям, изложенным в [327]. При более тяжелых, ненормативных (сверхнормативных) возмущениях возможны нарушения устойчивости. Поэтому проверки устойчивости при проектировании развития энергосистем и в процессе их эксплуатации выполняются для нормативных возмущений.

На проектирование сетей внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ разделение возможных возмущений на нормативные и ненормативные, в соответствии с [327], не распространяется. Поэтому, разработка и реализация противоаварийных мероприятий, по возможности снижающих негативные последствия возможных аварий, не имеют нормативных ограничений.

В [425] предписывается выполнение противоаварийных мероприятий для всех типов нарушений нормального режима работы сети. Для самых тяжелых каскадных нарушений режимов работы энергосистемы (категория «D»), требования по устойчивости и сохранению в работе всей нагрузки не выдвигаются, но «предписывается исследовать возможные события, если необходимо, то совместно с соседними энергосистемами». Следовательно, недопустимо оставлять без анализа возможные возмущения, считая их «слишком тяжелыми и редкими», так как они могут стать причиной значительных ущербов.

Если нарушения электроснабжения ведут к существенным экономическим ущербам у потребителей, которые могут быть снижены до приемлемого уровня в результате реализации противоаварийных мероприятий, то решение принимается на основе технико-экономического сопоставления вариантов. Если нарушения электроснабжения могут создать реальную угрозу жизни и здоровью людей, то такие случаи регламентируются отраслевыми документами.

3. Анализ возможных режимов работы ГУ объектов РГ.

Генерирующие установки объектов РГ могут функционировать в различных схемно-режимных условиях (параллельный; островной; автономный), поэтому следует определить режимы, которые являются реальными для рассматриваемого энергорайона, и для них выполнить расчеты электрических режимов в полном объеме. Если внезапные нарушения электроснабжения могут приводить к пожарам на технологическом оборудовании потребителя, взрывам, выбросам ядовитых веществ и др., то на этих объектах необходимо наличие специальной объектовой системы технологической безопасности, действующей при внезапном нарушении электроснабжения [426]. Основной функцией этой системы является обеспечение за счет собственных РИСЭ безаварийного прекращения производственного процесса или его перевода на безопасно сниженные технологические параметры, или обеспечение возможности безаварийного продолжения процесса, если он не может быть прерван. Необходимость в такой системе может иметься не только у промышленных предприятий, но и у медицинских учреждений, метрополитенов, высотных зданий и др. объектов.

В соответствии с п.п. 49, 50 раздела IV «Правила использования противоаварийной автоматики» [427] под действие устройств ПА, действующих на ОН, могут быть подключены энергопринимающие устройства потребителей всех категорий надежности электроснабжения. При действии ПА минимально необходимый уровень потребления электрической энергии в соответствии с категорией надежности электроснабжения потребителя, уровнем аварийной и (или) технологической брони обеспечивается путем использования автономных РИСЭ с автоматическим запуском, которые должны устанавливаться самим потребителем и поддерживаются им в состоянии готовности к использованию.

Генерирующие установки объектов РГ в промышленном энергорайоне могут выполнять функции РИСЭ, если они во всех схемно-режимных условиях могут обеспечить требуемую мощность, имеют функцию автоматического запуска (или постоянно включены), сохраняют устойчивость и не отключаются при переходных процессах в энергорайоне.

Расчеты электрических режимов должны быть выполнены во всех возможных режимах работы ГУ объекта РГ (параллельный; островной; автономный), где требуется обеспечение высокой надежности электроснабжения потребителей, с целью формирования дополнительных ТТ к ГУ объекта РГ, а также перечня противоаварийных мероприятий, которые должны быть реализованы в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения.

4. Учет алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗА.

При выполнении расчетов электромеханический переходных процессов должны в обязательном порядке учитываться алгоритмы работы и параметры настройки всех тех устройств РЗ, устройств автоматики, систем автоматического управления и регулирования, установленных на ГУ объектов РГ, оборудовании сетей внутреннего и внешнего электроснабжения, а также электроприемниках энергорайона, действия которых могут повлиять на параметры переходных процессов и послеаварийных установившихся режимов.

Этапы выполнения расчетов электрических режимов следующие:

1. Выбор программных комплексов расчетов режимов.

При выборе ПК для решения поставленных расчетных задач следует уделить внимание специфически важным вопросам расчетов распределительных сетей, требующих детального учета взаимного влияния ГУ объектов РГ и нагрузки, а именно возможности корректного моделирования:

- величин вращающего момента для всех скольжений;

 моментно-скоростной характеристики приводимого во вращение механизма (допустима квадратичная функция скорости или скольжения, но в общем случае не допустима функция, в которой при нулевой скорости момент сопротивления равен нулю);

 пусковых и исполнительных органов всех учитываемых в расчетах устройств РЗ и ПА.

В отдельных ПК расчетов электрических режимов и устойчивости энергосистем используется однолинейная модель сети и в ней рассчитываются не фазные напряжения и токи, а только напряжения и токи прямой последовательности. В случае, если это существенно для решаемых задач, то следует использовать современные ПК, использующие трехфазную модель сети.

2. Расчеты доаварийных установившихся режимов.

Расчеты выполняются обычным образом. В распределительной сети контролируются главным образом модули напряжений и допустимость перетоков по величинам токов. В расчетах установившихся режимов распределительной сети применение ШБМ оправдано.

3. Расчеты неаварийных возмущений.

Основной целью анализа неаварийных возмущений является проверка правильности моделирования электродвигателей нагрузки, устройств автоматики энергосистем, а также технологической защиты и автоматики, которые могут срабатывать при различных нарушениях нормального режима.

Выбор неаварийных возмущений определяется конкретными условиями электропотребления в энергорайоне, при этом основные варианты следующие:

– перерывы питания электродвигателей и их самозапуски или повторные пуски, с учетом всех задействованных устройств автоматики энергосистем
(например, АВР, АПВ и др.);

– прямые пуски электродвигателей при нормальном уровне напряжения на выводах, если они применяются в процессе эксплуатации, что особенно важно для тех, которые имеют наибольшие пусковые токи, а также наихудшие условия пуска (наибольший момент сопротивления в начале пуска).

4. Расчеты аварийных возмущений.

Основные цели проведения расчетного анализа аварийных возмущений:

 выявить возмущения, имеющие значимую вероятность, при которых нарушается нормальная работа конкретных электроприемников, ГУ объектов РГ, 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.

Выполнение расчетов аварийных возмущений следует осуществлять для разных схемно-режимных условий:

 доаварийные состояния сети внешнего электроснабжения энергорайона, включая возможные ремонтные схемы;

 различные суммарные нагрузки в сети внутреннего электроснабжения энергорайона (по суточному и/или сезонному графику);

 варьируемые суммарные номинальные мощности включенных ГУ на объектах РГ в энергорайоне (для электроснабжения потребителей энергорайона наиболее тяжелые режимы – при наименьшей включенной мощности ГУ);

– варьирование распределением (в предаварийном режиме) реактивной нагрузки между ГУ объектов РГ, с учетом СКРМ в сети внутреннего электроснабжения, 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 режим;

– варьирование интенсивностью аварийных 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 по мере необходимости.

В процессе выполнения расчетов наиболее важным является контроль допустимости послеаварийных режимов, с учетом алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗ и ПА, по параметрам режима сети и допустимости ОН по объему и составу для технологических процессов потребителей. Расчетами следует подтверждать эффективность реализации УВ от устройств ПА в широком спектре исходных режимов и рассматриваемых возмущений, что требует выполнения значительно большего объема расчетов. Такой подход обоснован, если нарушения в работе ГУ могут приводить к значительным ущербам у потребителей (нарушение технологического процесса) или последствиям в распределительных сетях (перегрузка ЛЭП и/или силовых трансформаторов; развитие каскадных аварий).

7.2.4 Дополнительные технические требования к ГУ

В настоящее время отсутствуют утвержденные нормативно-технические документы (НТД) или нормативно-правовые акты (НПА), регламентирующие вопрос формирования дополнительных ТТ к ГУ объектов РГ для всей линейки применяемых мощностей при подключении к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения энергорайонов.

Решение задачи обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей энергорайона от ГУ объекта РГ может решающим образом зависеть от наличия других электростанций (объектов РГ) в этой же сети или связанных с ней.

Дополнительные TT следует формировать в процессе разработки предварительной CBM объекта PГ на основе анализа результатов расчетов электрических режимов с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителей рассматриваемого энергорайона. Их необходимо разрабатывать для ГТУ, ГПУ и ДГУ в условиях, когда от их бесперебойной работы зависит надежность электроснабжения особо ответственных потребителей и/или экономические показатели функционирования всего энергорайона или его частей.

Учитывая, что надежность электроснабжения определяется комплексно техническими характеристиками ГУ и прилегающей сети, алгоритмами работы и параметрами устройств РЗА ГУ, сети и нагрузки, технологической защитой и автоматикой ГУ и особо ответственных потребителей, то и принимаемые технические решения при разработке предварительной СВМ могут быть многовариантными. Следовательно, формирование дополнительных ТТ к ГУ должно производится одновременно с составлением перечня противоаварийных мероприятий, а также мероприятий по замене/установке (при необходимости) дополнительного оборудования, для реализации в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона. Варианты технических решений следует выбирать в зависимости от конкретных условий электроснабжения и электропотребления на основании технико-экономического сопоставления вариантов, учитывая все существенные ущербы, обусловленные нарушением условий нормального функционирования ГУ объектов РГ.

Дополнительные ТТ к ГУ могут включать в себя следующие требования:

1. Основные требования к АРЧВ ГУ.

В режиме параллельной работы ГУ объекта РГ с энергосистемой возможно применение АРЧВ с алгоритмами регулирования направленными на:

 поддержание частоты со статизмом регулирования 4–5 % (всережимное регулирование);

поддержание заданной мощности.

В островном (автономном) режиме работы ГУ объекта РГ:

 поддержание частоты (всережимное регулирование) с возможностью коррекции величины статизма соответственно регулированию остальных источников электроснабжения;

– комбинированное регулирование (обеспечивающего поддержание заданной мощности при параллельной работе с энергосистемой и частоты в остальных – при условии, что используемый алгоритм регулирования соответствует фактическому режиму работы ГУ).

В островном режиме допускается работа ГУ, включенных в сеть через инверторные преобразователи (частотоведомое управление инвертором), и регулируемые на поддержание заданной мощности при следующих условиях:

 во всех планируемых режимах электроснабжения, без участия указанных ГУ в регулировании частоты, обеспечивается удовлетворяющее всем требованиям поддержание параметров режима в области допустимых значений;

 наиболее вероятные возмущения (КЗ, отключения ЛЭП и пр.) не приводят к существенным нарушениям нормальной работы сети внутреннего электроснабжения энергорайона.

В островном (автономном) режиме ГУ, непосредственно включаемые в сеть (без инверторных преобразователей), должны быть оснащены системами независимого возбуждения. Исключения допускаются, но должны быть обоснованы результатами расчетов переходных процессов.

2. Выделение ГУ объектов РГ в островной (автономный) режим.

Указанный переход, не требующий отключения ГУ, осуществим:

- при непрерывно действующем регулировании частоты в АРЧВ;

– при комбинированном регулировании, при условии правильной идентификации режима работы САУ ГУ и переключения закона регулирования.

Поскольку при комбинированном регулировании несоответствие текущего закона регулирования фактическому режиму работы ГУ приводит с большой вероятностью к отключению ГУ (см. главу 6), следует осуществить проверку правильности функционирования системы переключения алгоритмов АРЧВ.

Для тех схемно-режимных условий, когда возможен отказ системы переключения алгоритмов АРЧВ, следует предусмотреть внешнюю автоматику, контролирующую достаточное число КА, с воздействием на САУ ГУ.

Поскольку выделение энергорайона в островной (автономный) режим может сопровождаться переходными процессами со значительными отклонениями параметров режима от нормальных значений, когда возможны излишние отключения ГУ, следует принять меры по их уменьшению.

3. Предотвращение отключений ГУ при набросах/сбросах нагрузки.

Генерирующие установки должны без отключений выдерживать набросы/сбросы нагрузки в объемах, необходимых для нормального функционирования электроустановок потребителей в островном (автономном) режиме.

При прогнозировании последствий больших сбросов нагрузки многовальных газотурбинных генераторов следует учитывать то, что вращающий момент привода не изменяется мгновенно после резкого снижения подачи топлива в горелки, т.к. от вращающегося компрессора некоторое время поступает холодный воздух, дополнительно увеличивая скорость вращения генератора.

При прогнозировании последствий набросов/сбросов в случаях применения газопоршневого привода с турбонаддувом следует учитывать то, что максимальная скорость увеличения мощности привода значительно меньше максимальной скорости ее снижения, что отражается на величине изменения скорости вращения генератора. В частности, при качаниях частоты, вызванных сбросом нагрузки, максимальное отклонение частоты от номинальной вниз может быть больше, чем вверх.

Для уменьшения отклонений частоты при набросах/сбросах нагрузки следует в конкретных условиях использовать сочетания следующих решений:

– замена одномоментных коммутаций ЛЭП в сети внутреннего электроснабжения энергорайона или групп электроприемников на последовательные;

– выборочное отключение части электродвигателей с последующим

применением автоматики последовательных пусков электродвигателей;

- замена прямых пусков электродвигателей на пуск через ЧРП/УПП;

 применение специального управления напряжением ГУ для создания кратковременных допустимых понижений напряжения и снижения электропотребления;

- временное включение резисторной установки при сбросах нагрузки;

– применение НЭЭ при набросах нагрузки.

4. Предотвращение отключений ГУ в результате КЗ в сети.

В островном (автономном) режиме работы применение ГУ, особенно в промышленных энергорайонах, следует осуществлять координацию противоаварийных мер с целью:

 предотвращения излишних отключений ГУ устройствами РЗА, технологической защиты и автоматики;

 быстрого и безаварийного для потребителей восстановления нормальной работы электродвигателей.

Наиболее эффективными мерами являются повышение быстродействия устройств РЗА в прилегающей сети и быстродействия КА. В первую очередь это относится к сетям низкого и среднего напряжения с изолированной нейтралью, где применяются токовые защиты с выдержками времени.

Для предотвращения излишних отключений ГУ по причине срабатывания защит по снижению напряжения, а также для облегчения самозапуска электродвигателей следует применять дополнительные источники реактивной мощности, которые могут повышать напряжение после ликвидации КЗ.

Для предотвращения излишних отключений ГУ по причине срабатывания защит по частоте (или скорости вращения генераторов) следует применять дополнительные средства управления балансом активных мощностей: резисторные установки и накопители электрической энергии.

5. Специальные требования к устройствам автоматики.

В энергорайонах с ГУ объектов РГ использование несинхронного АПВ допускается в таких схемно-режимных условиях, в которых невозможен разрыв связи ГУ/объекта РГ с другими источниками и последующее включение при отсутствии синхронизма напряжений. Всережимное применение НАПВ допускается, если эта возможность указана в технической документации завода-изготовителя ГУ или получено официальное согласование завода-изготовителя.

Если дефицитный энергорайон с объектом(-ами) РГ внезапно отделяется

в островной режим, то возможны отказы в срабатывании устройств АЧР:

 при лавине напряжения (при этом снижение частоты не велико и оно может быстро смениться ее повышением);

– при быстром снижении частоты и допустимых напряжениях, когда защита по снижению частоты отключает ГУ до момента срабатывания АЧР-1.

В таких случаях следует применять устройства АЧР с усовершенствованными алгоритмами (см. главу 5).

В энергорайонах с объектами РГ возможны отказы в срабатывании устройств линейных и секционных ABP, введенных в эксплуатацию до интеграции объектов РГ. В таких случаях следует применять устройства линейного и секционного ABP с усовершенствованными алгоритмами (см. главу 6).

7.3 Автоматика управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) энергорайонов с объектами РГ

Рассмотрим основные предпосылки к созданию АУНиАР энергорайонов.

1. Электрические режимы в энергорайонах с объектами РГ имеют свои специфические особенности.

Особенности электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ обусловлены малыми значениями механических постоянных инерции ГУ, а также низкой скоростью набора нагрузки ГУ на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Это приводит к значительным отклонениям параметров режима при внешних возмущениях, включая набросы/сбросы нагрузки, а скорость развития нарушений нормального режима становится существенно выше. Для обеспечения корректной работы АУНиАР требуется повышение быстродействия измерений параметров режима при достаточной их точности [316, 428].

Переходные процессы в энергорайонах становятся общими для ГУ и нагрузки, а их характер существенно зависит от параметров нагрузки, вследствие сопоставимых суммарных мощностей и малых взаимных сопротивлений. В сетях энергорайонов возможны реверсивные потоки мощности, в зависимости от режима генерации и электропотребления в конкретный момент времени.

В островном режиме работы энергорайонов наблюдаются значительные отклонения показателей качества электроэнергии от нормируемых значений, в связи с широким внедрением устройств с элементами силовой электроники, что проявляется при низких величинах загрузки инверторных преобразователей. Кроме того, это связано с подключением нелинейной нагрузки и стохастиче-

ской выработкой электроэнергии ГУ на основе ВИЭ. Требуется обеспечивать достоверность измерений параметров режима в условиях отклонения показателей качества и влияния различных искажающих факторов.

2. Алгоритмы устройств автоматики энергосистем не удовлетворяют требованиям для энергорайонов с объектами РГ.

Присоединение ГУ объектов РГ приводит к изменению схемнорежимных ситуаций в сетях, оказывая существенное влияние на находящиеся в эксплуатации устройства автоматики энергосистем. Это относится как к корректности их работы, в соответствии с заданными алгоритмами, так и к правильности срабатывания, в соответствии с заданными уставками, не допуская их отказов, а также излишних и ложных срабатываний.

Находящиеся в эксплуатации устройства автоматики, как правило, не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей, адаптации алгоритмов работы к условиям текущего режима, выбора параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния оборудования с целью полного использования перегрузочной способности оборудования. Требуется адаптация алгоритмов работы и параметров срабатывания устройств автоматики к текущим схемно-режимным условиям энергорайонов [254].

Наличие в энергорайонах объектов РГ позволяет эффективно их использовать в реализации отдельных алгоритмов АУНиАР для отказа от отключения нагрузки или минимизации ее объемов. При реализации АУНиАР следует применять усовершенствованные алгоритмы линейного и секционного ABP [412], AЧР [379], АЛАР [278], АОСН [387] и АОПО [374, 401].

3. Энергорайоны с объектами РГ следует выделять в островной режим работы для электроснабжения особо ответственных электроприемников.

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 [101]. Для предотвращения значительных ущербов у потребителей требуется совершенствование принципов делительной автоматики применительно к энергорайонам с объектами РГ.

Алгоритм многопараметрической делительной автоматики в комплексе АУНиАР обеспечивает 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 в энергорайоне, а также надежное электроснабжение электроприемников, вплоть до ликвидации аварии в энергосистеме и нормализации параметров режима.

Выбор алгоритма работы и параметров настройки многопараметрической делительной автоматики в комплексе АУНиАР для конкретного энергорайона (выбор пусковых и блокирующих органов; управляющих воздействий, объемов и мест их реализации) должен основываться на результатах комплексных 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 АУНиАР предусмотрены блокирующие алгоритмы (см. главу 3).

4. Необходимость реализации централизованных алгоритмов управления объектами РГ для синхронизации энергорайона с энергосистемой.

Решение задачи синхронизации энергорайона с одним или несколькими объектами РГ, выделенного в островной режим работы, с энергосистемой является одной из функций АУНиАР. Автоматическая синхронизация позволяет обеспечить самовосстановление нормальной схемы внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона после ликвидации аварии в энергосистеме и нормализации параметров режима. В данных условиях невозможно использовать ручную синхронизацию. Самосинхронизация ГУ недопустима, в связи с возникновением значительных токов и электродинамических усилий, представляющих угрозу механической прочности ГУ, а также условиям электроснабжения потребителей. Следовательно, включение энергорайона на параллельную работу с энергосистемой следует выполнять методом автоматической точной синхронизации. Для ее решения предусмотрено наличие контроля и управления КА в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, а также режимами работы всех ГУ объектов РГ с воздействием на АРЧВ и АРВ.

Для синхронизации энергорайона предусматривается использование данных от устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ), фиксирующих расхождения векторов напряжений и частот для формирования УВ с целью их выравнивания. Энергорайон может быть в отдельных схемнорежимных ситуациях разделен на несколько «островов», поэтому в АУНиАР реализован алгоритм последовательной синхронизации «островов», который выбирается с учетом структуры энергорайона, состава ГУ объектов РГ и нагрузки, и зависит от последствий аварии и инициирующего ее возмущения.

5. Возможность реализации большинства алгоритмов АУНиАР внутри энергорайона, без взаимодействия с устройствами автоматики энергосистем.

Важно отметить, что помимо локальных алгоритмов АУНиАР (например, AЧР) реализованных в отдельных устройствах, внутри энергорайона могут быть реализованы координирующие (например, ABP, AЛАР, AOCH, AOПО) и централизованные (например, ГРАМ – групповое регулирование активной мощности, ГРРМ – групповое регулирование реактивной мощности) алгоритмы, не требующие взаимодействия с устройствами автоматики энергосистем.

Координирующие и централизованные алгоритмы АУНиАР требуют наличия в энергорайоне информационной сети, удовлетворяющей требованиям по объемам и скорости передачи данных. Учитывая, что энергорайоны с объектами РГ, как правило, имеют относительно небольшую территорию (единицы – десятки км²), то это позволяет реализовать указанные алгоритмы АУНиАР, включая отключение нагрузки (OH), с заданным быстродействием.

В настоящее время наблюдается тенденция к одновременному внедрению в промышленных энергорайонах различного оборудования, оснащенного локальными САР, например:

– ГУ объектов РГ обеспечивают, как правило, поддержание заданного значения выдачи реактивной мощности;

– средства компенсации реактивной мощности различных типов: вольтодобавочные трансформаторы, устройства РПН силовых трансформаторов, предназначены для сглаживания суточного профиля *U* в узлах нагрузки;

 динамические компенсаторы реактивной мощности (ДКРМ) обеспечивают поддержание напряжения при провалах на шинах электроприемников, например, в процессе ликвидации КЗ, а также при прямых пусках группы и отдельных крупных электродвигателей;

– источники бесперебойного питания (ИБП) и динамические корректоры провалов/прерываний напряжения (ДКПН) предназначены для поддержания требуемых уровней напряжения на шинах электроприемников при провалах/прерываниях напряжения (паузы АПВ, АВР).

Важно отметить, что слабо скоординированное управление режимом по *U* на основе визуальной оценки ограниченного количества локальных параметров электрического режима крайне неэффективно, а нескоординированное действие локальных САР, особенно в промышленных энергорайонах, приводит к суще-

ственному утяжелению последствий аварийных возмущений. Это связано с возникновением незатухающих колебаний параметров режима, вследствие несовместимости алгоритмов САР, вызывая отключения электроприемников потребителей и перечисленного оборудования собственными устройствами РЗ. В АУНиАР реализуется скоординированное управление режимами по напряжению в сети энергорайона. Для этого используются средства математического моделирования, позволяющие выявить данную проблематику, а также разработать и реализовать мероприятия, обеспечивающие устойчивость функционирования всех САР в различных схемно-режимных ситуациях.

6. Использование УСВИ в качестве основных датчиков АУНиАР.

Развитие современных коммуникационных технологий и УСВИ открывают широкие возможности для создания АУНиАР на их основе. Современные УСВИ позволяют обеспечить АУНиАР достоверными измерениями синхровекторов в условиях электромеханических (электромагнитных) переходных процессов, где требуется увеличение темпа передачи данных, расширение диапазонов измерения синхровекторов тока, соответствующих аварийным режимам.

На основе синхровекторов тока и напряжения для каждого присоединения энергорайона может быть рассчитано необходимое количество параметров, а при сборе измерений с различных присоединений энергорайона – рассчитывать параметры энергорайона в целом [377, 429, 430].

Для исключения многократного дублирования измерений синхровекторов напряжения в устройствах каждого присоединения секции шин целесообразно использовать раздельные УСВИ по току (измерительная и релейная обмотки измерительных ТТ) и УСВИ по напряжению (в ячейках измерительных ТН).

7. Совмещение функций РЗ и АУНиАР в устройствах нижнего уровня.

На нижнем уровне (уровень присоединений) целесообразно совмещение функций устройств РЗ с алгоритмами АУНиАР, что обеспечит существенное уменьшение количества отдельных устройств, устанавливаемых в энергорайоне. Это позволит за счет использования протокола обмена данных по МЭК 61850 осуществлять управление нормальными и аварийными режимами работы энергорайона в режиме on-line.

Устройства нижнего уровня имеют типовую платформу, что позволяет изменять их функционал, алгоритмы работы и параметры настройки в процессе эксплуатации, без необходимости их аппаратной замены. Уставки РЗ целесообразно рассчитывать в автоматическом режиме и обновлять в процессе функционирования устройств, без необходимости их перезагрузки. При наладке РЗ и АУНиАР используется кодогенератор управляющего программного обеспечения (ПО), который является основным инструментом построения логической части системы. Он позволяет создать логическую схему устройств нижнего уровня, проверить ее корректность, правильность взаимодействия со смежными устройствами, сгенерировать программный код и конфигурационные файлы в соответствии с МЭК 61850. Важной особенностью кодогенератора является поддержка распределенных вычислений и независимость генерируемого программного кода от операционной системы и процессора, применяемого в устройствах нижнего уровня. Кодогенератор является модульным расширяемым программным комплексом, позволяющим интегрировать устройства различных заводов-изготовителей и создавать на единой кодовой базе устройства различного функционального назначения.

7.3.1 Требования к быстродействию алгоритмов АУНиАР

Переходные процессы в островном режиме работы энергорайонов с объектами РГ, вызванные внезапным дефицитом мощности, существенно отличаться от происходящих в больших ЭЭС [28, 192, 326], если действует хотя бы один из нижеуказанных факторов:

– преобладают ГУ установки с малыми механическими постоянными инерции (T_J) : многовальные ГТУ $(T_J - до 2-3 c)$ и ГПУ или ДГУ $(T_J - около 1 c)$;

 состав нагрузки и схемно-режимные условия ее электроснабжения таковы, что ухудшение условий питания может вызвать лавину напряжения.

Аналогичные факторы в некоторых случаях могут иметь место и в больших ЭЭС. Ниже приводятся результаты расчетов переходных процессов при возникновении дефицита мощности в результате выделения энергорайона в островной режим работы, как показано на рисунке 7.4, или при отключении одного из объектов РГ (ГУ) в островном режиме.



Рисунок 7.4 – Общий вид расчетной схемы

Начальный дефицит мощности d определяется как разность между распо-

лагаемыми мощностями оставшихся в работе ГУ (110 % от $P_{\text{ном}}$) и величиной нагрузки, соответствующей номинальной частоте и нормальному напряжению, отнесенный к этой нагрузке.

Необходимо получить зависимость располагаемого времени ($T_{\text{расn}}$) от параметров современных ГУ, в течение которого АУНиАР должна: зафиксировать факт возникновения дефицита мощности, сформировать управляющие воздействия (УВ) на ОН, а также обеспечить их реализацию. Для сравнения приведем аналогичные переходные процессы, возникающие в системах электроснабжения с паротурбинными ГУ. Основные факторы, которые влияют на требования к быстродействию ОН, показаны в таблице 7.1, при этом значения $T_{\text{расп}}$ даны для величины дефицита мощности d = 56 %.

Основные влияющие параметры						
<i>T</i> _{<i>J</i>} , c	Статизм	Постоянная времени	Защита ГУ по частоте		T _{расп} , с	
	рег. ГУ, %	набора нагрузки ГУ, с	Гц	сек.	L	
7	4,5	1,5	46,5	1	1,584	
3	4,5	1,5	46,5	1	1,266	
1	4,5	1,5	46,5	1	1,110	
1	0,1	1,5	46,5	1	1,115	
1	0,1	20	46,5	1	1,112	
1	0,1	20	47,5	1	1,422	
1	0,1	20	47,5	2	2,422	

Таблица 7.1 – Основные факторы, влияющие на требования к быстродействию ОН

В таблице 7.2 приведено сравнение переходных процессов, вызванных внезапным дефицитом мощности, когда нагрузка энергорайона в островном режиме работы покрывается группой однотипных ГУ различных видов.

№ п/п	Вид ГУ	T_J , c	Защита ГУ по снижению частоты с выдержкой времени, с
1	Паротурбинные	7	46,5 Гц (1 с)
2	Газотурбинные многовальные	3	47,5 Гц (20 с), 45,0 Гц (0)
3a	Газопоршневые (Wärtsilä)	1	47,5 Гц (2 с)
3b	Газопоршневые (GE Jenbacher)	1	49,0 Гц (0,2 с)

Таблица 7.2 – Технические характеристики ГУ

Для аналогичных расчетов, если не решается задача выборочного управления электроприемниками в условиях значительных понижений напряжения, уместно представление нагрузки статическими характеристиками по частоте и напряжению, последнее – в диапазоне $U/U_{\text{ном}} = 0,6-1,0$ о.е. [12].

Сопоставление значений T_{pacn} , рассчитанных для различных видов ГУ, характеризует рисунок 7.5.

Здесь и далее в переходных процессах предусмотрена однократная реализация УВ на ОН, где величина ОН равна начальному дефициту мощности (при этом фактические скачки мощности генерации и нагрузки не равны между собой, так как соответствующие значения частоты и напряжения не одинаковы), а время реализации ОН (T_{OH}) задается отсчитанным от начала переходного процесса, как величина, меньшая T_{pacn} .



Рисунок 7.5 – График зависимости $T_{pacn} = f(d)$ для разных видов ГУ

На рисунке 7.5 показан разброс $T_{\text{расп}}$, ограниченный возможностью возникновения в энергорайоне лавины напряжения, что связано с вариациями параметров асинхронных двигателей (АД) в составе нагрузки.

При сравнительно небольших значениях начального дефицита мощности (рисунок 7.5) имеют место обычные переходные процессы, характеризуемые понижением частоты, при этом снижения напряжения допустимо малы. Такой переходный процесс назовем *f-процессом*, его пример для ГТУ при d = 34 % (где $T_{\text{pacn}} = 0,67$ с по кривой 2) и $T_{\text{OH}} = 0,5$ с показан на рисунке 7.6.

В *f-процессах* эффективна реализация УВ на ОН для предотвращения глубокого снижения частоты и ее восстановления до нормального значения, если она длительно остается пониженной, за счет реализации в АУНиАР традиционных алгоритмов АЧР.

При малых значениях T_J ГУ в островном режиме работы существенно увеличивается скорость снижения частоты при одних и тех же внешних возмущениях. В этом случае лавина частоты может проходить настолько быстро, что предотвратить ее с помощью традиционных устройств АЧР невозможно. Здесь эффективно применение дополнительной автоматической разгрузки (ДАР),



срабатывающей при возникновении аварийного дефицита мощности до начала снижения частоты, что позволяет минимизировать объем ОН.

Рисунок 7.6 – График *f*-процесса при d = 34 %, $T_{OH} = 0.5$ с

Повышение быстродействия АЧР еще необходимо в случаях, если отключение ГУ устройствами РЗА (технологической защитой и автоматикой) или электроприемников особо ответственных потребителей происходит раньше, чем отключается неответственная нагрузка действием устройств АЧР.

На рисунке 7.7 показан аналогичный (рисунок 7.5) переходный процесс при d = 72,5 % (где $T_{\text{pacn}} = 0,42$ с) и $T_{\text{OH}} = 0,3$ с. В этом случае начальный дефицит d ближе к зоне, где велика вероятность возникновения лавины напряжения (рисунок 7.5), когда напряжение значительно понижается (*fU-npoyecc*).

Если начальный дефицит мощности велик (рисунок 7.5, при d > 65 %), то сам факт дефицита является причиной возникновения лавины напряжения. Характер переходного процесса и скорость снижения напряжения – такие же, как при возникновении трехфазного КЗ на некотором удалении от ГУ.

Последствия для электроприемников, в отношении допустимого времени ликвидации КЗ или времени от возникновения дефицита мощности до момента реализации УВ на ОН, идентичны. Двигательная нагрузка может вернуться к нормальной работе, если провал напряжения не вызвал такого снижения скоростей вращения АД, при которых их самозапуски становятся невозможными.

В *fU-процессе* дефицит активной мощности приводит к росту потребления АД реактивной мощности (по мере снижения частоты), что требует формировании и реализации соответствующих УВ. Данные режимы могут возникать при выделении энергорайона в островной режим работы по любой причине без КЗ,



а также при отключении ГУ в островном режиме.

Рисунок 7.7 – График *fU*-процесса при d = 72,5 %, $T_{OH} = 0,3$ с

Время, в течение которого напряжение находится ниже критического значения, не играет основной роли, если доля АД в общем объеме невелика и ориентировочно составляет 10–20 %. Однако, при статистически средней нагрузке и, тем более, при преобладании промышленного электропотребления, располагаемое время T_{OH} сильно ограниченно (рисунок 7.5). Переходный процесс, вызванный дефицитом мощности и сопровождающийся глубоким снижением напряжения (*U-процесс*), для нагрузки заканчивается благополучно только в том случае, если время T_{OH} близко к нулю, как это показано на рисунке 7.8.



Рисунок 7.8 – График U-процесса при d = 83,5 %, $T_{OH} = 0,05$ с

При возникновении значительного дефицита активной мощности лавина напряжения возникнет раньше, чем произойдет недопустимое снижение частоты и сработают устройства АЧР.

Если напряжение проваливается глубоко и быстро, то возникает значительный сброс нагрузки, что приводит к восстановлению баланса активных мощностей и нормализации частоты в энергорайоне. К такому протеканию переходных процессов традиционные устройства АЧР не адаптированы, и в АУНиАР реализован усовершенствованный алгоритм АЧР.

Как видно из анализа представленных результатов расчетов величина $T_{\text{расп}}$ в значительной мере зависит как от величины T_J ГУ, расположенных в выделившемся на островной режим работы энергорайоне, а также уставок устройств РЗА, технологической защиты и автоматики ГУ.

Кроме того, величина $T_{\rm pacn}$ может ограничиваться критическим временем перерыва электроснабжения для особо ответственных электроприемников, т.е. максимальным временем полного перерыва электроснабжения, при котором не возникает опасности для людей, риска повреждения оборудования и значительного брака производимой продукции.

7.3.2 Основные принципы построения АУНиАР

Комплекс АУНиАР соответствует иерархической структуре построения и иметь локальный, координирующий и централизованный уровни реализации алгоритмов [431, 432]. Данные изменений параметров режима от УСВИ используются во всех алгоритмах АУНиАР. Задача оптимальной расстановки УСВИ в сетях энергорайонов с объектами РГ решается в процессе проектирования, с учетом требований по аппаратному и программному резервированию.

Алгоритмы АУНиАР реализуются в виде функций на единой программно-аппаратной платформе, предусматривающей резервирование [433]. Набор технических решений по реализации АУНиАР выполнен на бестерминальной основе на базе отечественных промышленных компьютеров, специализированного программного обеспечения российской разработки с протоколом обмена данных по МЭК 61850, с одновременным решением вопросов обеспечения кибербезопасности [434, 435].

На первом этапе комплекс АУНиАР будет использовать результаты offline расчетов режимов с последующим возможным переходом на программноаппаратные комплексы расчетов установившихся и переходных процессов в режиме on-line. Применение результатов off-line расчетов режимов требует проведения предварительного имитационного моделирования во всех различных схемно-режимных ситуациях в энергорайоне для выбора видов и объемов УВ, которые должны реализовываться АУНиАР.

7.3.3 Функциональные задачи, реализуемые в АУНиАР

Создание АУНиАР на основе УСВИ для решения задач противоаварийного и режимного управления в энергорайонах с объектами РГ невозможно без обеспечения наблюдаемости параметров электрического режима в энергорайоне во всех схемно-режимных ситуациях и организации информационной шины, выполняющей функции передачи параметров режима от датчиков и блоков АУНиАР, а также УВ к объектам управления.

В АУНиАР реализованы следующие основные функции:

– управление загрузкой ГУ объектов РГ по активной мощности, включая ГРАМ, с учетом регулировочных диапазонов и технологических ограничений; реализация вторичного (третичного) регулирования активной мощности в островном режиме работы энергорайона; балансировка энергорайона по активной мощности при выделении энергорайона в островной режим, в т.ч. с реализацией усовершенствованных алгоритмов АЧР и ДАР;

– управление загрузкой ГУ объектов РГ и СКРМ (координация САУ) по реактивной мощности, включая ГРРМ, с учетом регулировочных диапазонов и технологических ограничений; реализация вторичного (третичного) регулирования реактивной мощности в островном режиме работы энергорайона, подготовка схемы к пуску мощных АД или их групп; балансировка энергорайона по реактивной мощности при выделении энергорайона в островной режим, в т.ч. с реализацией усовершенствованного алгоритма АОСН;

– автоматическое поддержание заданных величин перетоков активной/ реактивной мощности внутри энергорайона и на связи энергорайона с энергосистемой для исполнения задания по величине и направлению перетока (в аварийных режимах – повышение допустимых величин перетоков в энергорайон в течение согласованного времени);

– обеспечение контроля параметров предшествующего режима для реализации алгоритмов АУНиАР: мощности генерации в энергорайоне – P, Q; перетока мощности с энергосистемой – P, Q; потребления в энергорайоне – P, Q, а также положений коммутационных аппаратов в энергорайоне;

 реализация многопараметрической делительной автоматики для обеспечения успешного выделения энергорайона с объектами РГ в островной режим работы (превентивное – по параметрам режима; в ремонтной схеме без КЗ; в нормальной или ремонтной схеме с инициирующим КЗ) [322];

 обеспечение автоматической синхронизации энергорайона с объектами РГ с энергосистемой по команде дежурного персонала энергорайона, например, после восстановления ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой или стабилизации параметров режима в энергосистеме;

– предотвращение излишних отключений ГУ объектов РГ при существенных отклонениях параметров режима (частота; напряжение), в т.ч. при ликвидации внешних КЗ устройствами РЗ, а также значительных набросах/сбросах нагрузки, посредством управления накопителем электрической энергии (НЭЭ) с независимым управлением по активной/реактивной мощности; управление процессами заряда/разряда НЭЭ;

 выявление и предотвращение возникновения асинхронных режимов ГУ, между ГУ объектов РГ, в сетях внутреннего электроснабжения энергорайона, а также на ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой посредством адаптивного алгоритма АЛАР;

 предотвращение недопустимых перегрузок оборудования в сети внутреннего электроснабжения энергорайона (ЛЭП, силовых трансформаторов), в т.ч. за счет реализации усовершенствованных алгоритмов АОПО;

– управление электромеханическими переходными процессами ГУ объектов РГ в режиме on-line по заданной траектории;

 обеспечение динамической устойчивости двигательной нагрузки в режимах со снижением напряжения за счет управления динамическими компенсаторами провалов (прерываний) напряжения;

 управление электропотреблением в энергорайоне (противоаварийное; режимное; экономическое) [44];

 автоматический пуск энергорайона «с нуля» из холодного и горячего состояний, начиная с пуска резервного(-ых) источника электроснабжения;

– реализация усовершенствованных алгоритмов линейного и секционного ABP в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона, с использованием блокирующих органов по углу и величине располагаемой мощности резервного ввода; ввод запретов на срабатывание ABP при разгрузке энергорайона действием АУНиАР, а также при наличии нескольких ЛЭП связи энергорайона с энергосистемой;

 мониторинг величины запаса располагаемой мощности в энергорайоне, с применением средств краткосрочного прогнозирования выработки электроэнергии объектами ВИЭ (ВЭС, СЭС);

управление ВЭС и СЭС, подключенных через частотоведомые инверторные преобразователи (формирование сигналов управления; абсолютное, относительное ограничение выдаваемой мощности; задание скорости набора и сброса мощности);

 обеспечение интеграции в сети внутреннего электроснабжения энергорайона и управление объектами микрогенерации посредством типовых автоматических устройств, реализующих технологию plug-and-play (перспективная разработка).

В АУНиАР могут быть реализованы дополнительные функции:

мониторинг ограничений (пропускной способности ЛЭП; нагрузочной способности силовых трансформаторов; технологического минимума нагрузки ГУ и т.п.);

– мониторинг работы оборудования объекта РГ с формированием аварийно-предупредительных сообщений дежурному персоналу энергорайона;

 мониторинг коэффициента запаса устойчивости по напряжению узлов нагрузки энергорайона, с учетом величин U_{кр} по узлам;

 мониторинг коэффициента запаса устойчивости по активной мощности на связи энергорайонах с энергосистемой;

выбор оптимального состава включенных в энергорайоне ГУ объектов
РГ с учетом их технико-экономических показателей и необходимой величины
запаса располагаемой мощности;

 автоматический сбор и архивация осциллограмм аварийных процессов в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона;

- контроль параметров качества электроэнергии в узлах энергорайона;

 формирование суточных, недельных, месячных прогнозных графиков выработки электрической, тепловой и холодовой энергии и мощности, фиксация фактических графиков, уточнение прогнозных моделей;

 формирование графиков проведения технического обслуживания ГУ объектов РГ, коммутационных аппаратов (фиксация параметров коммутаций);

– выполнение расчетов оперативных технико-экономических показателей работы объектов РГ и энергорайона в целом.

Мониторинг коэффициента запаса располагаемой мощности

Коэффициент запаса располагаемой мощности K_{3PM} в островном режиме энергорайона, когда мощность от любой ГУ/объекта РГ может быть доставлена до любого электроприемника без существенных потерь, служит одним из основных показателей надежности электроснабжения, в отношении устойчивости к дефицитам активной мощности, и экономичности, в отношении эффективности использования генерирующих мощностей.

$$K_{\rm 3PM} = \frac{\sum P_{\rm pacn.i}}{\sum P_{\rm r.i}} - 1,$$

где $P_{r,i}$ – текущая величины активной мощности работающих ГУ; $P_{\text{расп},i}$ – располагаемые мощности всех ГУ объектов РГ в текущих условиях (схемнорежимных, метеорологических, топливных и др.).

В островном режиме энергорайона необходимость мониторинга *К*_{ЗРМ} обусловлена рядом причин:

– нормальные и анормальные изменения величины электропотребления могут существенно изменять общий баланс мощности, особенно при наличии резкопеременной нагрузки (прокатных станов, дуговых печей и др.) и, если запас по мощности мал, приводить к снижению частоты и напряжения, а также отключениям электроприемников и ГУ объектов РГ;

 ГУ с приводом от ДВС обладают меньшей приемистостью, чем паротурбинные и газотурбинные двигатели, следовательно, недостаточная скорость набора мощности может стать причиной возникновения аварии;

– объекты ВИЭ с частотоведомым регулированием не участвуют в компенсации дефицитов активной мощности и в малой степени участвуют в компенсации дефицитов реактивной мощности, так как возможности форсировки выдачи реактивной мощности существенно ограничиваются малой токовой перегрузочной способностью инверторных установок;

 оснащение ГУ объектов РГ устройствами РЗ, действующими на их отключение при нарушениях нормального режима, вызванных дефицитом мощности, может приводить к значительному утяжелению аварии.

Указанные факторы и приближенные оценки вероятностей их возникновения позволяют определить величину минимального значения K_{3PM} – в виде константы или функции сезонных, производственных условий и др. Нормирование K_{3PM} для каждого энергорайона следует проводить на основании результатов расчетов режимов, анализа возможных изменений электропотребления и экономических последствий от нарушений электроснабжения.

При выборе УВ от АУНиАР, направленных на пуск и автоматическую загрузку ГУ объектов РГ, целесообразно учитывать сведения об удельных расходах топлива, эксплуатационных ресурсах ГУ и др.

7.4 Выводы по ГЛАВЕ 7

1. Интеграция объектов РГ в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения энергорайонов содействует электрическому приближению ГУ к нагрузке, следовательно, переходные процессы для них становятся общими. В случаях, когда суммарная нагрузка промышленных энергорайонов превышает суммарные мощности ГУ объекта(-ов) РГ, то характер переходных процессов в большей степени определяется свойствами электроприемников.

2. Обосновано, что расчеты электромеханических переходных процессов в распределительных сетях или сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов объектами РГ должны проводиться с использованием динамических характеристик нагрузки основных электроприемников. Повышенные требования к точности их моделирования позволяют избежать существенных ошибок в расчетах переходных процессов и принятия необоснованных технических решений по обеспечению надежности электроснабжения потребителей.

3. Действующие НТД и НПА в отношении формирования дополнительных технических требований к ГУ объектов РГ и разработке схем выдачи мощности объектов РГ не учитывают особенности современных ГУ, а также возможности их эффективного использования для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

4. Сформирован сводный перечень технических характеристик ГУ, подлежащих получению от заводов-изготовителей ГУ для обеспечения возможности выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, который следует включать в ТЗ, являющееся приложением к предварительному договору на поставку ГУ.

5. Предложен подход к разработке схем выдачи мощности объектов РГ, позволяющий осуществлять выбор вида и типа ГУ на проектируемый объект РГ, с последующей оценкой пригодности выбранного вида и типа ГУ для работы в конкретных схемно-режимных условиях и режимах работы энергорайона.

6. Разработана Методика проведения натурных испытаний и измерений в энергорайонах с объектами РГ, которая позволяет восполнять недостающую условно-переменную информацию (верифицировать исходные данные) для расчетной схемы энергорайона, содействовать повышению точности расчетов электрических режимов, а также обоснованности принятия основных технических решений в процессе проектирования.

7. Разработана Методика выполнения расчетов электрических режимов в энергорайонах с объектами РГ, которая позволяет учесть особенности моделирования современных ГУ и промышленной нагрузки, определяет последовательность выполнения подготовительных этапов к проведению расчетов и самих расчетов электрических режимов (установившихся и переходных), содержит соответствующие рекомендации и пояснения. Проведение расчетов режимов, с учетом возможных допущений, позволяет получить результаты достаточной точности для принятия обоснованных технических решений по перечню противоаварийных мероприятий, подлежащих реализации.

8. Сформированы дополнительные технические требования к ГУ объектов РГ для возможности обеспечения надежного электроснабжения электроустановок потребителей энергорайонов от объектов РГ в различных схемнорежимных ситуациях, включая островной (автономный) режим работы.

9. Представлены предпосылки к созданию автоматики управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) энергорайонов с объектами РГ, позволяющей реализовать функции управления режимами на принципиально новом программно-аппаратном уровне, имеющей иерархическую структуру построения и предусматривающей наличие локального, координирующего и централизованного уровней управления.

10. Обоснованы требования к быстродействию реализации алгоритмов АУНиАР энергорайонов с объектами РГ в зависимости от начальных дефицитов мощности в энергорайонах для различных видов применяемых ГУ.

11. Показана целесообразность использования в качестве датчиков для устройств РЗ и АУНиАР малогабаритных УСВИ, позволяющих на основе синхровекторов тока и напряжения рассчитывать необходимые параметры для каждого присоединения и всего энергорайона в целом.

12. Обоснована эффективность создания АУНиАР на бестерминальной основе на базе отечественных промышленных компьютеров, специализированного программного обеспечения преимущественно российской разработки с протоколом обмена данных по МЭК 61850.

13. Обоснована необходимость разработки отечественных типовых автоматических устройств, позволяющих осуществлять свободную интеграцию новых участников (объектов микрогенерации) в сети энергорайонов, реализующих технологию plug-and-play.

14. В целях дальнейшего совершенствования АУНиАР требуется разработка отечественного программно-аппаратного комплекса, позволяющего проводить расчеты установившихся и переходных процессов в режиме on-line.

Основные результаты диссертационной 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 измерений (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 дефицитом 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 $\Delta P_{\rm HЭЭ}$ и $\Delta Q_{\rm HЭЭ}$ 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, который позволяет предотвратить возникновение лавины напряжения в энергорайоне за счет высокого быстродействия и эффективного использования ресурсов по реактивной мощности как энергорайона, так и энергосистемы (реализации превентивных управляющих воздействий, 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 быстродействию (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 согла-

сования нагрузки (изменение параметров настройки) на основании результатов расчетов электромеханических переходных процессов в конкретных схемнорежимных условиях. Способ предназначен для предотвращения возможности возникновения лавины напряжения с нарушением электроснабжения потребителей в энергорайонах с объектами РГ.

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 энергорайона, 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 данными, соответствующим требованиям международного стандарта МЭК 61850. Предложенное техническое решение защищено патентами, соответствует требованиям действующих нормативнотехнических документов, а его применение в энергорайонах с объектами РГ позволит содействовать обеспечению как надежности функционирования ГУ, так и электроснабжения электроприемников потребителей.

17. Развиты 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 комплексных расчетов режимов, для обеспечения надежного функционирования ГУ и электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях с жесткими временными ограничениями.

Основные публикации автора по теме диссертационной работы

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.

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК РФ

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. Дополнительные обоснования применению управляемых средств компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / П.В. Илюшин, С.Н. Макаровский, Е.В. Тузлукова // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2013. – № 2. – С. 20-25.

3. Илюшин, П.В. Новые подходы в обеспечении надежности электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий, П.В. Илюшин // Надежность и безопасность энергетики. – 2013. – № 4 (23). – С. 14-25.

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

5. 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.

6. Илюшин, П.В. Применение коэффициента запаса по приращению нагрузки при планировании и ведении режимов работы распределительных сетей // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 6. – С. 2-8.

7. Илюшин, П.В. Применение алгоритма введения режима распределительной сети с распределенной генерацией в допустимую область // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 1 (22). – С. 36-41.

8. 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.

9. Илюшин, П.В. Анализ общих технических требований к распределенным источникам энергии при их интеграции в энергосистему / Ю.Н. Кучеров, П.К. Березовский, Ф.В. Веселов, П.В. Илюшин // Электрические станции. – 2016. – № 3. – С. 2-10.

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

11. Илюшин, П.В. Подходы к созданию систем управления микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 3 (24). – С. 39-45.

12. Илюшин, П.В. О системах автоматического регулирования возбуждения генерирующих установок объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, К.В. Перевалов // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 4 (25). – С. 23-27.

13. Илюшин, П.В. Особенности реализации первичного и вторичного регулирования режимных параметров микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 4 (25). – С. 39-44.

14. Илюшин, П.В. Анализ особенностей сетей внутреннего электроснабжения промышленных предприятий с объектами распределённой генерации // Энергетик. – 2016. – № 12. – С. 21-25.

15. Илюшин, П.В. Перспективы развития и инструменты автоматизации задач эксплуатации устройств РЗА / П.В. Илюшин, А.А. Небера, О.А. Федоров // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 2 (27). – С. 28-37.

16. Илюшин, П.В. Комплексный подход к моделированию устройств РЗ и ПА, расчету уставок и анализу правильности их работы / П.В. Илюшин, Я.М. Королев, А.В. Симонов // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 3 (28). – С. 13-19.

17. Илюшин, П.В. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с собственными генерирующими объектами небольшой мощности // Электрические станции. – 2017. – № 9. – С. 29-34.

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

19. Илюшин, П.В. Анализ эффективности технических решений по обеспечению динамической устойчивости нагрузки по напряжению / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Энергетик. – 2017. – № 12. – С. 11-15.

20. 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 (30). – С. 20-27.

21. Илюшин, П.В. Комплексное моделирование электрических режимов в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий с собственной генерацией // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 4 (135). – С. 122-135.

22. Илюшин, П.В. Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. – 2018. – № 2 (31). – С. 12-24.

23. Илюшин, П.В. Особенности организации противоаварийного управления в сетях с современными генерирующими установками // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 5 (136). – С. 134-151.

24. 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.

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

26. 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 (49). – С. 42-47.

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

28. 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.

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

30. Илюшин, П.В. Инновационный адаптивный комплекс автоматики ликвидации асинхронного режима электроэнергетического объекта / П.В. Илюшин, А.В. Мокеев, В.Г. Наровлянский // Электрические станции. – 2019. – № 1. – С. 52-59.

31. 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 (34). – С. 55-65.

32. 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.

33. Илюшин, П.В. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах / П.В. Илюшин, А.М. Тыквинский // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – Том 11, № 1(41). – С. 39-50.

34. Илюшин, П.В. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме / П.В. Илюшин, П.К. Березовский // Энергетик. – 2019. – № 3. – С. 12-18.

35. Илюшин, П.В. Разработка схем выдачи мощности объектов распределительной генерации с учетом особенностей современных генерирующих установок // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 2 (53). – С. 28-35.

36. Илюшин, П.В. Принципы автоматического расчёта параметров срабатывания релейной защиты относительной селективности для распределительных сетей / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин // Электрические станции. – 2019. – № 3. – С. 45-55.

37. 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.

38. Илюшин, П.В. Применение сеточных функций для задания уставочных областей цифровой релейной защиты / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин // Электрические станции. – 2019. – № 5. – С. 50-57.

39. 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.

40. 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.

41. Илюшин, П.В. Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределённого генерирования электроэнергии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин // Электрические станции. – 2019. – № 7. – С. 50-56.

42. 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 (36). – С. 14-23.

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, входящих в базы научного цитирования *Web of Science* 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 (*Scopus*).

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. N_{2} 3. pp. 133-137. doi:10.3103/S1068371214030067 (*Scopus*).

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. Kucherov, 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 Ses-

sion 45. pp. 1-10. August 24 – 29, 2014. Paris, France (Scopus).

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, Kyrgyz-stan. E3S Web of Conferences, Vol. 25. doi:10.1051/e3sconf/20172502002 (*Web of Science u Scopus*).

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 (*Scopus*).

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 (*Web of Science u Scopus*).

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 (*Scopus*).

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 (*Scopus*).

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 (*Scopus*).

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 (Web of Science u Scopus).

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 (*Web of Science u Scopus*).

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 (*Scopus*).

Патенты

1. Патент на изобретение № 2576652 Российская Федерация, МПК Н02Р 9/08. Способ управления переходными электромеханическими процессами в электроэнергетических системах / П.В. Илюшин, В.А. Макеечев, О.А. Суханов – Опубл. 10.03.2016, Бюл. № 7.

2. Патент на изобретение № 2680816 Российская Федерация, МПК Н02Н 5/04. Способ ограничения перегрузки кабельной линии электропередачи / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов – Опубл. 27.02.2019, Бюл. № 6.

3. Патент на изобретение № 2690667 Российская Федерация, МПК Н02Ј 3/24. Способ автоматической частотной разгрузки энергорайона / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов – Опубл. 05.06.2019, Бюл. № 16.

4. Патент на изобретение № 2692054 Российская Федерация, МПК Н02Ј 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов и делительной автоматики в электрических сетях / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов – Опубл. 20.06.2019, Бюл. № 17.

5. Патент на изобретение № 2694070 Российская Федерация, МПК Н02Ј 9/00. Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов – Опубл. 09.07.2019, Бюл. № 19.

6. Патент на изобретение № 2692758 Российская Федерация, МПК Н02Ј 9/06, Н02Ј 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 – Опубл. 27.06.2019, Бюл. № 18. 7. Патент на полезную модель № 181981 Российская Федерация, МПК Н02Н 5/04. Устройство автоматического ограничения перегрузки высоковольтной кабельной линии электропередачи / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов – Опубл. 31.07.2018, Бюл. № 22.

8. Патент на полезную модель № 185478 Российская Федерация, МПК Н02Н 3/08. Устройство для автоматического ограничения перегрузки трансформатора / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов – Опубл. 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 – Опубл. 06.03.2019, Бюл. № 7.

10. Патент на полезную модель № 188256 Российская Федерация, МПК Н02Ј 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 – Опубл. 04.04.2019, Бюл. № 10.

Другие статьи в журналах, сборниках докладов и тезисов

1. Илюшин, П.В. Использование мобильных электростанций для противоаварийного управления в энергосистемах / В.Е. Жмурко, П.В. Илюшин, Л.Н. Кандауров, М.А. Хвощинская // Сборник научных докладов ОАО «Институт «Энергосетьпроект» – «Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы» – Иваново. – 2012. – С. 145-159.

2. Илюшин, П.В. Проблемные вопросы и опыт эксплуатации кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена в распределительном сетевом комплексе // Энергоэксперт. – 2012. – № 2. – С. 72-75.

3. Илюшин, П.В. Опыт разработки технологических алгоритмов и внедрения устройств автоматического ограничения перегрузки линий / Г.Л. Брухис, В.А. Воронин, П.В. Илюшин, Н.А. Селезнева // Сборник научных докладов ОАО «Институт «Энергосетьпроект» – «Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы» – Иваново. – 2012. – С. 131-144.

4. Илюшин, П.В. Перспективные направления в автоматизации объектов распределенной генерации при их интеграции в распределительные сети / Н.А. Горшкова, Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 1 (10). – С. 48-55.
5. Илюшин, П.В. Перспективные направления в выборе и реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики» // Сборник тезисов докладов II-ой Международной научно-практической конференции «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России», РЕЛАВЭКС-ПО-2013. 22 – 25 апреля, 2013, Чебоксары, Россия. – С. 34-35

6. Илюшин, П.В. Установки средней и малой мощности. Решение проблемных вопросов интеграции объектов распределенной генерации в электрические сети 6-20 кВ // Энергонадзор. – 2013. – № 6. – С. 44-46.

7. Илюшин, П.В. Анализ эффективности алгоритма работы автоматики ограничения перегрузки линий / П.В. Илюшин, А.Ю. Хостанцев, А.Г. Шенкман, А.Д. Шмелькин // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 2 (11). – С. 52-56.

8. Ilyushin, P.V. DG Integration into the Distribution Network and the Problem of Reliability Provision in Normal and Emergency Operation / Yu.N. Kucherov, Yu.G. Fedorov, P.V. Ilyushin // The Proceedings of Distribution Systems and Dispersed Generation CIGRE SC C6 Colloquium-2013, pp. 1-4, October 6 - 9, 2013, Yokohama, Japan.

9. Илюшин, П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 3 (12). – С. 74-81.

10. Ilyushin, P.V. Creation of distributed system for solution of planning and dispatching problems in European interconnection / P.V. Ilyushin, V.A. Makeechev, Y.V. Sharov, O.A. Soukhanov // 6th International OPAL-RT Users Conference REALTIME 2013, pp. 1-6, April 22 – 23, 2013, Lyon, France.

11. Илюшин, П.В. Совершенствование противоаварийного управления распределительными сетями с учетом внедрения объектов распределенной генерации // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 64. Иркутск, 2014. – С. 47-56.

12. Илюшин, П.В. Проблемные вопросы и перспективы применения цифровых устройств РЗА и ПА в электроэнергетике // Релейная защита и автоматизация. – 2014. – №1 (14). – С. 42-50.

13. Илюшин, П.В. Интеллектуальная система управления охлаждением силовых трансформаторов с функцией «precooling» / В.А. Русов, П.В. Илюшин // Энергоэксперт. – 2014. – № 1. – С. 54-56.

14. Илюшин, П.В. Современные подходы к выбору управляющих воздействий противоаварийной автоматики // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2014. – № 2. – С. 31-34.

15. Илюшин, П.В. Влияние объектов распределенной генерации на построение схем РЗА и выбор алгоритмов устройств противоаварийной автоматики распределительных сетей // Сборник докладов XXII научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем», РЗА-2014, 27 – 29 мая 2014, Москва, Россия. – С. 74-82.

16. Илюшин, П.В. Влияние объектов распределенной генерации на построение схем РЗА и выбор алгоритмов устройств противоаварийной автоматики распределительных сетей // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2014. – № 5. – С. 31-40.

17. Илюшин, П.В. Совершенствование алгоритма работы автоматики ограничения перегрузки оборудования при интеграции с системами мониторинга и диагностики силовых трансформаторов // Релейная защита и автоматизация. – 2014. – № 3 (16). – С. 44-49.

18. Илюшин, П.В. Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей / П.В. Илюшин, П.В. Чусовитин // Релейная защита и автоматизация. – 2014. – №4. – С. 16-22.

19. Илюшин, П.В. Особенности интеграции малых распределительных ТЭЦ в энергосистему / Ю.Н. Кучеров, Ю.Г. Федоров, Д.Н. Ярош, П.В. Илюшин, А.З. Жук, Ю.А. Зейгарник, С.А. Некрасов, Ф.В. Веселов, С.П. Филиппов // Академия энергетики. – 2014. – № 6 (62). – С. 36-41.

20. Илюшин, П.В. Подходы к решению задач РЗА и ПА при подключении к электрической сети объектов распределенной генерации // Релейщик. – 2014. – № 4. – С. 52-59.

21. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению // Энергоэксперт. – 2015. – № 1, 2. – С. 58-62; 76-80.

22. Илюшин, П.В. Использование современных подходов в контроле технического состояния цифровых устройств РЗА и ПА для повышения надежности работы распределительных электрических сетей» // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск, 2015. – С. 126-135.

23. Илюшин, П.В. Интеграция систем мониторинга и диагностики силовых трансформаторов в устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) для повышения надежности электроснабжения потребителей / Л.А. Дарьян, П.В. Илюшин // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск, 2015. С. – 136-145.

24. Илюшин, П.В. Анализ влияния технических характеристик генерирующих установок объектов распределенной генерации на возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей / Ю.Н. Кучеров, П.В. Илюшин // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск, 2015. – С. 186-195.

25. Илюшин, П.В. Организация технического обслуживания устройств РЗА и ПА. Проблемные вопросы и перспективы развития // Сборник тезисов докладов III Международной научно-практической конференции «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России», РЕЛАВЭКС-ПО-2015. 21 – 24 апреля 2015, Санкт-Петербург, Россия. – С. 53-55

26. Илюшин, П.В. Внедрение распределенной генерации. Анализ существующего опыта, возникающие проблемы, комплексное решение технических вопросов интеграции в распределительные сети // Сборник докладов XXI заседания Ассоциации электроснабжения городов России «ПРОГРЕССЭЛЕКТРО». 25 – 26 марта, 2015, Москва, Россия. – С. 114-122

27. Илюшин, П.В. Распределенная генерация: применение обосновано, не ограничено // Энергонадзор. № 6 (70). 2015. – С. 4-7.

28. Илюшин, П.В. Использование коэффициента запаса по приращению нагрузки для планирования и ведения режима работы распределительной сети // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ, 2015. – С. 154-161.

29. Илюшин, П.В. Анализ причин возникновения крутильных субсинхронных колебаний ГТУ в узлах промышленной нагрузки при работе энергорайона в изолированном режиме / П.В. Илюшин, С.Н. Томкин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ, 2015. – С. 140-146.

30. Илюшин, П.В. Возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей первой категории надежности (включая особую группу) в изолированном режиме от объектов распределенной генерации // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ, 2015. – С. 147-153.

31. Илюшин, П.В. Анализ обоснованности уставок устройств РЗА генерирующих установок с двигателями внутреннего сгорания на объектах распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. – 2015. – № 3 (20). – С. 24-29.

32. Ilyushin, P.V. Applying the algorithm of driving an operation point of distribution network with dispersed generation back to the feasible domain. International Seminar on Lear ning from Differences in Energy Sector. Proceedings. Edited by A. Nazarychev and M. Huhtinen. – Saint-Petersburg, Kotka: PEIPK, KYAMK, 2016. – 108 p, – pp. 32-42.

33. Илюшин, П.В. Анализ допустимости применения модулей согласования нагрузки на генерирующих установках объектов распределенной генерации при их работе в изолированном режиме / П.В. Илюшин, Ю.Е. Гуревич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев – Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография», 2016. – С. 81-89.

34. Илюшин, П.В. Перспективы развития стандартизации // Энергонадзор. – 2016. – № 10 (86). – С. 36-37.

35. Илюшин, П.В. Подходы к организации противоаварийного управления в автономных энергосистемах с объектами распределенной генерации при аварийных дефицитах мощности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев – Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография», 2016. – С. 90-99.

36. Особенности применения объектов распределенной генерации в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий // Методические

вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев – Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография», 2016. – С. 100-109.

37. Илюшин, П.В. Проблемы стандартизации // Энергонадзор. – 2017. – № 1-2 (89-90). – С. 20-21.

38. Илюшин, П.В., Обеспечение энергоснабжения многоквартирных домов от децентрализованных мини-ТЭЦ / П.В. Илюшин, Б.Н. Агафонов, А.А. Пугачев // Энергоэксперт. – 2017. – № 3. – С. 68-72.

39. Илюшин, П.В. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с объектами распределенной генерации // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», РЗА-2017. 25 – 28 апреля 2017, Санкт-Петербург, Россия. – С. 1-8.

40. Илюшин, П.В. Особенности реализации делительной автоматики на генерирующих установках объектов распределенной генерации // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», РЗА-2017. 25 – 28 апреля 2017, Санкт-Петербург, Россия. – С. 1-8.

41. Илюшин, П.В. Особенности организации противоаварийного управления электроэнергетическими режимами микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 222-231.

42. Илюшин, П.В. Подходы к обеспечению динамической устойчивости по напряжению ответственной нагрузки промышленных предприятий / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 338-347.

43. Илюшин, П.В. Анализ результатов проведения обследований сетей внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий / П.В. Илюшин, А.Н. Назарычев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики // Отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 525-534.

44. Илюшин, П.В. Комплексные энергетические обследования – основа

для обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей // Энергонадзор. – 2018. – № 3. – С. 11-13.

45. Илюшин, П.В. Анализ опыта эксплуатации и причин возникновения аварий с повреждениями оборудования парогазовых установок // Энергоэксперт. – 2018. – № 3. – С. 64-68.

46. Илюшин, П.В. Режимные особенности реализации делительной автоматики на объектах распределенной генерации // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 18-27.

47. Илюшин, П.В., Мокеев А.В., Наровлянский В.Г. Возможности и перспективы применения УСВИ в энергорайонах с распределенными источниками энергии // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 28-37.

48. Илюшин П.В. Анализ влияния распределенной генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 237-246.

49. Илюшин П.В. Расширение области допустимых режимов генерирующих установок объектов распределённой генерации при провалах напряжения // Кибернетика энергетических систем: Сборник материалов XXXX научного семинара по тематике «Электроснабжение», г. Новочеркасск, 25-26 сентября 2018 / Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: ЮРГПУ(НПИ), 2018. – С. 3-13.

50. Илюшин, П.В. Влияние технического состояния оборудования объектов распределенной генерации на надежность функционирования распределительных сетей / П.В. Илюшин, А.Н. Назарычев // Сборник докладов научнопрактической конференции «Контроль технического состояния оборудования объектов энергетики» / АО «Техническая инспекция ЕЭС», Москва, Россия, 06 декабря 2018. – С. 104-122.

Личный вклад автора в работы, опубликованные в соавторстве, состоит в: постановке задачи исследования, обосновании основных идей и положений,

планировании расчетов режимов и анализе их результатов, разработке предложений по совершенствованию алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем, подготовке обобщений и выводов. Авторские права на изобретения и полезные модели распределены поровну.

Условные обозначения

a	– нижний порог принятия решения по критерию Вальда
b	– верхний порог принятия решения по критерию Вальда
$cos\phi_{\text{hom}}$	 номинальный коэффициент мощности
С	– потери, возникающие в результате принятия решений АУНиАР
$d_{ ext{kp}}$	– критический начальный дефицит мощности
D	– доля активной мощности потребляемой электродвигателями
Ι	– действующее значение основной гармоники тока (по контексту)
i	– мгновенное значение тока (по контексту)
$I_{\rm aвар.доп}$	 аварийно-допустимая величина тока
$I_{\rm длит. доп}$	– длительно допустимая величина тока
$I_{\rm hom}$	– номинальный ток
I_{YB}	 величина тока управляющего воздействия от НЭЭ
I_{XX}	– ток холостого хода
f	– текущее значение частоты
$f_{\scriptscriptstyle \mathrm{HOM}}$	– номинальная частота
f_{\min}	– минимальная величина частоты
f_{\max}	– максимальная величина частоты
Н	 – гипотеза оценки режима сети АУНиАР (по контексту)
Η	 нормированная характеристика (по контексту)
h	 коэффициент кратности
k	– коэффициент пропорциональности, количество шагов
K_{Pf}	– регулирующий эффект активной мощности нагрузки по частоте
K_{PU}	– регулирующий эффект активной мощности нагрузки по напря-
	жению
K_{QU}	 – регулирующий эффект реактивной мощности нагрузки по
~	напряжению
K_{II}	– коэффициент запаса по напряжению
K_{T}	– коэффициент трансформации силового трансформатора
k _{загр}	– коэффициент загрузки электродвигателя
L	– функция правдоподобия
М	– вращающий момент (по контексту)
$M_{\rm max}$	– максимальная величина вращающего момента на валу
$M_{\rm min}$	– минимальная величина вращающего момента на валу
$M_{\rm comp}$	– статический момент сопротивления приводимого механизма
$M_{\rm HOM}$	– номинальный вращающий момент на валу
М	– математическое ожидание случайной величины (по контексту)

n	 искажающая случайная величина
Ν	– количество, число (по контексту)
Ν	– длина окна данных <i>(по контексту)</i>
Р	– вероятность (по контексту)
р	– плотность распределения вероятности
Р	– активная мощность (по контексту)
$P_{ m ДBC}$	– текущая мощность приводного двигателя внутреннего сгорания
ΔP	– изменение активной мощности
P_0	– исходная нагрузка генерирующей установки
P_{\min}	– минимально допустимая мощность нагрузки ГУ
$P_{{}_{ m H}\!\Sigma}$	– суммарная активная мощность нагрузки
$P_{\text{норм}}$	– потребляемая активная мощность в нормальном режиме энерго-
-	системы
Q	– реактивная мощность (по контексту)
Q	– линейная функция отношения правдоподобия
r	– средняя стоимость (средний риск) оценки измерения
r	– активное сопротивление цепи (по контексту)
S _{KP}	– критическое скольжение
S _{AД.ном}	– номинальное скольжение асинхронного двигателя
S	– полная мощность (по контексту)
S	– решающая функция <i>(по контексту)</i>
$S_{\rm K3}$	– мощность короткого замыкания
<i>t</i> , <i>T</i>	– абсолютное время (по контексту)
t _д	– интервал дискретизации
t _{ДAP}	 время реализации дополнительной автоматической разгрузки
$tg\phi_{\text{HOM}}$	 номинальный коэффициент мощности
$T_{\rm дел}$	– время выделения энергорайона в островной режим
$T_{\rm K3}$	– длительность короткого замыкания
$T_{\kappa p}$	– критическое время перерыва электроснабжения
$T_{\rm OH}$	– время реализации отключения нагрузки
T _a	 постоянная времени обмотки статора
T_{d0}	– постоянная времени по продольной оси в режиме холостого хода
T'_{d0}	– переходная постоянная времени по продольной оси в режиме хо-
	лостого хода
T''_{d0}	– сверхпереходная постоянная времени по продольной оси в ре-
	жиме холостого хода
T_J	– механическая постоянная инерции

T''_q	- сверхпереходная постоянная времени по поперечной оси в режи-
	ме короткого замыкания
U	– действующее значение основной гармоники линейного напряже-
	ния (по контексту)
$U_{\scriptscriptstyle \mathrm{HOM}}$	– номинальное напряжение
$U_{ m hopm}$	– напряжение в узле в нормальном режиме энергосистемы
$U_{ m \kappa p}$	– критическое напряжение в узле нагрузки
$U_{ m K3}$	 – напряжение в начальный момент трехфазного КЗ
$U_{ m \phi opc}$	 напряжение при форсировке возбуждения ГУ
U_{\max}	– максимально допустимое напряжение
U_{\min}	– минимально допустимое напряжение
x	– реактивное сопротивление цепи (по контексту)
x_d	– синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси
x_q	– синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси
x'_d	– переходное индуктивное сопротивление по продольной оси
x'_q	– переходное индуктивное сопротивление по поперечной оси
x''_d	– сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси
x''_q	– сверхпереходное индуктивное сопротивление по поперечной оси
x_{σ}	– реактивное сопротивление рассеяния статора
x_{μ}	– реактивное сопротивление ветви намагничивания
$X_{\rm K}$	- сопротивление короткого замыкания
Ζ	– полное сопротивление цепи (по контексту)
α	 измеряемый параметр
$\alpha_{\rm max}$	 максимальная величина измеряемого параметра
α_{\min}	 минимальная величина измеряемого параметра
δ	– относительная погрешность
ξ	 допустимая ошибка
σ	- среднеквадратическое отклонение
η	– порог отношения правдоподобия при принятии решения
Λ	 отношение правдоподобия
$\omega_{A\mathcal{I}}$	– угловая скорость асинхронных двигателей
$P_{\mathrm{A}\mathrm{J}\Sigma}$	 суммарная мощность асинхронных двигателей
$P_{\Gamma Y \Sigma}$	– суммарная мощность генерирующих установок
Δ	 ошибка рассогласования
$\Delta(\alpha)$	– смещение оценки

Список сокращений

АБ	– аккумуляторная батарея
ABP	– автоматическое включение резерва
АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности
AД	– асинхронный двигатель
АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима
AO «CO	– Акционерное общество «Системный оператор Единой
ЕЭС»	энергетической системы»
АОПО	– автоматическое ограничение перегрузки оборудования
AOCH	– автоматическое ограничение снижения напряжения
АПВ	- автоматическое повторное включение
AP	– асинхронный режим
APB	– автоматический регулятор возбуждения
APH	– автоматический регулятор напряжения
АРЧВ	– автоматический регулятор частоты вращения
АУНиАР	– автоматика управления нормальными и аварийными режимами
АЦП	– аналого-цифровое преобразование
АЧХ	– амплитудно-частотная характеристика
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
AЭ	– активный эксперимент
БВУВ	– блок выдачи управляющих воздействий
БОП	– блок обработки параметров
БПО	– блок пусковых органов
БСК	– батарея статических конденсаторов
БХРМ	– блок хранения результатов моделирования
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ВЛ	– воздушная линия электропередачи
ВНИИЭ	– Всесоюзный научно-исследовательский институт
	электроэнергетики
ВЭС	– ветровая электрическая станция
ВЭУ	– ветроэнергетическая установка
ГОСТ	– межгосударственный стандарт
ГОСТ Р	– государственный стандарт Российской Федерации
ГПП	– главная понизительная подстанция
ГПУ	– газопоршневая установка
ГРАМ	– групповое регулирование активной мощности
ГРРМ	– групповое регулирование реактивной мощности

ГРЭС	– государственная районная электростанция
ГТД	– газотурбинный двигатель
ГТУ	– газотурбинная установка
ГУ	– генерирующая установка
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДA	– делительная автоматика
ДАН	– делительная автоматика по напряжению
ДАР	– дополнительная автоматическая разгрузка
ДВС	– двигатель внутреннего сгорания
ДГУ	– дизельная генераторная установка
ДКПН	– динамический компенсатор провалов/прерываний напряжения
ДКРМ	 – динамический компенсатор реактивной мощности
ДПМ	– договор о предоставлении мощности
ДПТ	– двигатель постоянного тока
ДПФ	– дискретное преобразование Фурье
ЕЭС	– Единая энергетическая система России
России	
ЗСД	– звено сравнения данных
ИБП	 источник бесперебойного питания
КА	– коммутационный аппарат
КЗ	– короткое замыкание
КИУМ	 коэффициент использования установленной мощности
КЛ	– кабельная линия электропередачи
КПД	 коэффициент полезного действия
КПР	 контроль предшествующего режима
ЛЭП	– линия электропередачи
МДА	– многопараметрическая делительная автоматика
ММП	– метод максимального правдоподобия
МΠ	– магнитный пускатель
МЭК	– международная электротехническая комиссия
HAC	– нагрузочное активное сопротивление
ННТ	– наиболее нагретая точка
НПА	– нормативно-правовой акт
HCB	 независимая система возбуждения
НТД	 нормативно-технический документ
НЭЭ	– накопитель электрической энергии
ОДР	– область допустимых режимов
ОН	– отключение нагрузки
ОРЭМ	 оптовый рынок электрической энергии и мощности

OЭ	– объект эксперимента
ПА	– противоаварийная автоматика
ПАК	 программно-аппаратный комплекс
ПАР	– послеаварийный режим
ПАУ	 противоаварийное управление
ПК	 программный комплекс
ПКЭ	 показатели качества электроэнергии
ПО	– программное обеспечение
ПОН	– пусковой орган по напряжению
ПОЧ	– пусковой орган по частоте
ПС	 подстанция (ТП – трансформаторная подстанция)
ПЭ	 пассивный эксперимент
РΓ	– распределенная генерация
РЗ	– релейная защита
РЗА	 – релейная защита, противоаварийная, режимная, сетевая авто- матика, устройства регистрации аварийных событий и про- цессов, технологическая автоматика
РИСЭ	 – резервный источник электроснабжения
РП	– распределительный пункт
РПН	– регулирование напряжения под нагрузкой
РЭН	 – регулирующий эффект нагрузки
РЭР	– распределенные энергетические ресурсы
CAP	 система автоматического регулирования
САУ	– система автоматического управления
CB	– секционный выключатель (по контексту)
CB	 система возбуждения (по контексту)
CBM	– схема выдачи мощности
СД	– синхронный двигатель
СДС	 система добровольной сертификации
СКРМ	 средство компенсации реактивной мощности
СМиД	– система мониторинга и диагностики
CMT	– система мониторинга температуры
CHB	 – система независимого возбуждения
СПИН	 сверхпроводящий индукционный накопитель
СПЭ	– сшитый полиэтилен
ССВ	 – система самовозбуждения
СТ	– силовой трансформатор
СТАТКОМ	 статический компенсатор
СТК	 статический тиристорный компенсатор

СХН	 статическая характеристика нагрузки
СЭС	– солнечная электрическая станция
TA	– технологическая автоматика
ТΓ	– турбогенератор
ТЗ	– техническое задание
TH	 измерительный трансформатор напряжения
ТОиР	– техническое обслуживание и ремонт
ТОР	 токоограничивающий реактор
ТОУ	 токоограничивающее устройство
ТПЖ	– токопроводящая жила
TT	 измерительный трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УВ	 управляющее воздействие
УПП	– устройство плавного пуска
УР	– установившийся режим
ФЭУ	– фотоэлектрическая установка
ЧДА	– частотная делительная автоматика
ЧРП	– частотно-регулируемый привод
ШБМ	– шины бесконечной мощности
ЭДС	– электродвижущая сила
ЭЭС	– электроэнергетическая система
CIGRE	– Международный Совет по большим электрическим системам
IEEE	высокого напряжения – Институт инженеров по электротехнике и электронике
I AM	
Smart Grid	
JUADA	спотома коптроля и соора дапных

Библиографический список

1. Highlights of the REN21 Renewables 2017 Global Status Report in perspective. URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/170607_GSR_ 2017_Highlights.pdf. (дата обращения: 08.07.2019).

2. Сидоренко, Г.И. Анализ изменения значений капитальных вложений на строительство энергетических объектов на основе возобновляемых источни-ков энергии / Г.И. Сидоренко, П.Ю. Михеев // Энергетик. – 2017. – № 10. – С. 34-37.

3. Министерство энергетики Российской Федерации: Проект «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» [Электронный ресурс]. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1920 (дата обращения: 08.07.2019).

4. Мировая энергетика – 2050 [Электронный ресурс]. URL: http://textarchive.ru/c-1005258.html (дата обращения: 08.07.2019).

5. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. – ИНЭИ РАН, Московская школа управления СКОЛКОВО. – Москва, 2019. – 209 с.

6. Швеция: 100 % ВИЭ к 2040 г. [Электронный ресурс]. URL: http://renen.ru/shvetsiya-100-vie-k-2040-g/ (дата обращения: 08.07.2019).

7. Canada can transition to renewable energy in just a few decades [Электронный pecypc]. URL: https://globalnews.ca/news/2753959/canada-can-transitionto-renewable-energy-in-just-a-few-decades-says-stanford-university-professor/ (дата обращения: 08.07.2019).

8. Загорнов, М.А. Оценка экономического эффекта внедрения собственной генерации: снижение затрат на электроэнергию для промышленного предприятия // Материалы международной конференции «Собственная генерация как высокорентабельный бизнес и инструмент двукратного снижения энергозатрат», 26 октября 2017, Москва, Россия. – С. 1-18.

9. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. – М.: Элекс-КМ, 2005. – 408 с.

10. Кучеров, Ю.Н. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Ю.Н. Кучеров, А.Ф. Дьяков, В.Г. Китушин, Д.С. Крупенев, А.И. Куменко, Г.П. Кутовой, Л.М. Лебедева, Л.А. Левина, С.И. Магид, Н.А. Манов, А.Н. Назарычев, В.А. Непомнящий, В.А. Овсейчук, В.Р. Окороков, Б.В. Папков, Н.И. Пяткова, Ю.А. Рыжов, Г.Б. Славин и др. – М: ООО Издательский Дом «Энергия», 2013. – 304 с.

11. Нюшлосс, Д. Развитие распределенной генерации / Д. Нюшлосс, И. Ряпин // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, Август 2012 [Электронный ресурс]. URL: http://docplayer.ru/32951394-Razvitie-raspredelennoy-generacii.html (дата обращения: 08.07.2019).

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

13. Ерохин, П.М. Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети / П.М. Ерохин, С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, В.О. Самойленко, А.Л. Рывлин, С.А. Стерлягова // Промышленная энергетика. – 2016. – № 2. – С. 6-12.

14. Кучеров, Ю.Н. Современные тенденции развития электроснабжения мегаполисов с целью повышения управляемости режимов работы энергосистемы / Ю.Н. Кучеров, С.А. Утц, Д.Н. Ярош // Электричество. – 2017. – № 6. – С. 4-15.

15. Ерошенко, С.А. Оптимизация размещения малой генерации. Снижение потерь мощности в распределительных сетях / С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, А.Д. Карпенко. – Рига: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 108 с.

16. ГОСТ Р 53905-2010. Энергосбережение. Термины и определения. – М: Стандартинформ, 2011.

17. Распределённая генерация как основа модернизации энергетики // Материалы VI научно-практической конференции. 11 апреля 2019 [Электронный pecypc]. URL: http://ftimes.ru/224656-raspredelyonnaya-generaciya-kak-osnovamodernizacii-energetiki-tema-vi-nauchno-prakticheskoj-konferencii-v-peterburge. html (дата обращения: 08.07.2019).

18. Филиппов, С.П. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных / С.П. Филиппов, М.Д. Дильман // Промышленная энергетика. – 2014. – № 4. – С. 7-11.

19. Ивановский, Д.А. Вызовы отечественной электроэнергетики, как основа развития распределенных источников энергии // Энергоэксперт. – 2018. – № 3. – С. 45-48.

20. Шашин, А.В. Опыт строительства и эксплуатации объектов собственной генерации в ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» // Энергоэксперт. – 2015. –

№ 6. – C. 54-58.

21. Загорнов, М.А. Новые технологии распределенной энергетики. Практический опыт развития собственной генерации в регионах России: примеры проектов // Материалы международной конференции «От проекта до объекта: специфика строительства объектов распределенной генерации в регионах России», 25 октября 2018, Москва, Россия. – С. 1-20.

22. Зайнуллин, Е. НЛМК открывает денежный поток [Электронный реcypc]. URL: https://www.np-ace.ru/news/power_industry/1206/ (дата обращения: 08.07.2019).

23. Системный оператор Единой энергетической системы (AO «CO EЭC»): Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2018 году увеличилось на 1,5 % по сравнению с 2017 годом [Электронный ресурс]. URL: http://www.so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews[tt_news]=13767&cHash=459c6 86e7a (дата обращения: 08.07.2019).

24. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ.

25. Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г., утвержденные распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 года №1-р.

26. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 года № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

27. Администратор торговой системы (AO «ATC»): Результаты отборов проектов 2019 [Электронный ресурс]. URL: http://www.atsenergo.ru/vie/ proresults/ (дата обращения: 08.07.2019).

28. Суслов, К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2017. – Т. 21. – № 5 (124). – С. 131-142.

29. Суслов, К.В. Использование возобновляемых источников энергии для питания собственных нужд нефтепровода / К.В. Суслов, И.Н. Шушпанов, Д.В. Воронцов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2018. – Т. 20. – № 1-2. – С. 70-79.

30. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации, утверждена Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216. 31. Katiraei, F. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process / F. Katiraei, M. R. Iravani, P. W. Lehn // IEEE Trans. Power Del. – 2005. – Vol. 20. – № 1. – pp. 248-257.

32. Lopes, J.A. Defining control strategies for microgrids islanded operation / J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira // IEEE Trans. Power Syst. – 2006. – Vol. 21. – № 2. – pp. 916-924.

33. Pogaku, N. Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid / N. Pogaku, M. Prodanovic, T.C. Green // IEEE Trans. Power Electron. $-2007. - Vol. 22, -N \ge 2. - pp. 613-625.$

34. Vandoorn, T.L. A control strategy for islanded microgrids with DC-link voltage control / T.L. Vandoorn, B. Meersman, L. Degroote, B. Renders, L. Vandevelde // IEEE Trans. Power Del. – 2011. – Vol. 26, – N_{2} 2. – pp. 703-713.

35. Бушуев, В.В. Инновационное развитие электроэнергетики России / В.В. Бушуев, Ю.Н. Кучеров // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2016. – № 4. – С. 2-5.

36. Tofis, Y. A plug-and-play selective load shedding scheme for power systems / Y. Tofis, Y. Yiasemi, E. Kyriakides // IEEE Systems Journal. – 2017. – Vol. 11. – pp. 2864- 2871.

37. Yan, J. Adaptive load shedding method based on power imbalance estimated by ANN / J. Yan, C. Li, Y. Liu // Proc. of the IEEE Region 10 Conf. (TENCON), 2017, Penang, Malaysia.

38. Duan, J. Data integrity attack on consensus-based load shedding algorithm for power systems / J. Duan, M.Y. Chow // Proc. of the 43rd Ann. Conf. of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), 2017, China.

39. Kilani, K.B. Dynamic under frequency load shedding in power systems / K.B. Kilani, M. Elleuch, A.H. Hamida // Proc. of the 14th Int. Multi-Conf. on Systems, Signals & Devices (SSD), 2017, Marrakech, Morocco.

40. Budi, S.I. Impact of load shedding on frequency and voltage system / S.I. Budi, A. Nurdiansyah, A. Lomi // Proc. of the Int. Sem. on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA), 2017, Surabaya, Indonesia.

41. Воропай, Н.И. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения / Н.И. Воропай, К.В. Суслов // Промышленная энергетика. – 2018. – № 1. – С. 2-6.

42. Кучеров, Ю.Н. Развитие технологий активного потребителя и их интеграция в электрическую сеть общего пользования / Ю.Н. Кучеров, А.В. Иванов, Д.А. Корев, Н.А. Уткин, А.З. Жук // Энергетическая политика. – 2018. – № 5. – C. 73-86.

43. Зубакин, В.А. Моделировании влияния пилотных проектов по управлению спросом на изменение цены электроэнергии на примере вертикально интегрированных компаний // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 4 (172). – С. 35-41.

44. Шарыгин, М.В., Защита и автоматика систем электроснабжения с активными промышленными потребителями: монография / М.В. Шарыгин, А.Л. Куликов. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017. – 284 с.

45. Worku, M.Y. Power fluctuation minimization in grid connected photovoltaic using supercapacitor energy storage system / M.Y. Worku, M.A. Abido, R. Iravani // Journal of Renewable and Sustainable Energy. – Vol. 8. – 2016. – N_{2} 1.

46. Daoud, I.M. Flywheel Energy Storage System for Fault Ride Through Support of Grid-Connected VSC HVDC-Based Offshore Wind Farms / I.M. Daoud, A.M. Massoud, A.S. Abdel-Khalik, A. Elserougi, S.A. Ahmed // IEEE Transactions on Power Systems. – Vol. 31. – № 3. May 2016. – pp. 1671-1680.

47. Ghosh, S. An Energy Function-Based Optimal Control Strategy for Output Stabilization of Integrated DFIG-Flywheel Energy Storage System / S. Ghosh, S. Kamalasadan // IEEE Transactions on Smart Grid. – Vol. 8. – № 4/ July 2017. – pp. 1922-1931.

48. Sun, B. A Control Algorithm for Electric Vehicle Fast Charging Stations Equipped With Flywheel Energy Storage Systems / B. Sun, T. Dragičević, F.D. Freijedo, J.C. Vasquez, J.M. Guerrero // IEEE Transactions on Power Electronics, – Vol. $31. - N_{2} 9$. Sept. 2016. – pp. 6674-6685.

49. Teleke, S. Control strategies for battery energy storage for wind farm dispatching / S. Teleke, M.E. Baran, A.Q. Huang, S. Bhattacharya, L. Anderson // IEEE Trans. On Energy Conversion. – Vol. 24. – N_{2} 3. – pp. 725-732.

50. Воронин, В.А. О возможном пути развития ЕЭС России на базе широкого использования накопителей энергии / В.А. Воронин, Д.Р. Любарский, С.Н. Макаровский, В.Н. Подъячев // Электрические станции. 2012. – № 5. – С. 14-19.

51. Бурман, А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 336 с.

52. Ефремов, Д.Г. Повышение динамической устойчивости электростанции с помощью накопителей энергии / Д.Г. Ефремов, И.З. Глускин // Электричество. – 2016. – № 12. – С. 20-27.

53. Глускин, И.З. Сверхпроводниковые токоограничивающие устройства

и накопители энергии для электроэнергетических систем / И.З. Глускин, Г.А. Дмитриева, М.Ш. Мисриханов, В.Г. Наровлянский, И.В. Якимец. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 373 с.

54. Макаров, И.А. Парижское соглашение по климату: влияние на мировую энергетику и вызовы для россии / И.А. Макаров, И.А. Степанов // Актуальные проблемы Европы. – 2018. – № 1. – С. 77-100.

55. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утверждена распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.06.2017 № 1209-р.

56. Eroshenko, S.A. Power system zoning for distributed generation implementation forecasting / S.A. Eroshenko, V.O. Samoylenko, A.V. Pazderin, and P.Yu. Bannykh // Proc. of the 57th Int. Sc. Conf. on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2016, Riga, Latvia.

57. Hammons, T. International Practices in Distributed Generation Development Worldwide / T. Hammons, L.L. Lai // IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.

58. Бухгольц Б.М. Smart Grids – основы и технологии энергосистем будущего / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински // пер. с англ. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – 461 с.

59. Воропай, Н.И. Исследование мультиэнергетического объекта методами имитационного моделирования / Н.И. Воропай, Е.В. Уколова, Д.О. Герасимов, К.В. Суслов, П. Ломбарди, П. Комарницки // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. Т. 22. – № 12 (143). – С. 157-168.

60. Хохлов, А.А. Распределенная энергетика в России: потенциал развития / А.А. Хохлов, Ю.В. Мельников, Ф.В. Веселов, Д.В. Холкин, К.А. Дацко // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2018. 87 с.

61. Бердников, Р.Н. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Р.Н. Бердников, В.В. Бушуев, С.Н. Васильев, Ф.В. Веселов, Н.И. Воропай, И.О. Волкова, А.М. Гельфанд, Ю.А. Деменьтьев, В.В. Дорофеев, П.Ю. Корсунов, И.А. Косолапов, Т.В. Купчиков, Ю.Н. Кучеров, Ю.И. Моржин, Н.Л. Новиков, Ю.А. Тихонов, Ю.Г. Шакарян, И.Б. Ядыкин /под ред. академиков РАН В.Е. Фортова, А.А. Макарова. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 235 с.

62. Кучеров, Ю.Н. Проблемы обоснования надежности при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю.Н. Кучеров, Ю.Я. Чукреев // Энергетическая политика. – 2015. – № 2. – С. 3-20.

63. Молодюк, В.В. О разработке принципов формирования, разделения и описания требований надёжности и безопасности в электроэнергетике / В.В. Молодюк, Я.Ш. Исамухамедов, В.А. Баринов, Ю.Н. Кучеров // Энергетик. – 2017. – № 5. – С. 3-18.

64. Батенин, В.М. Инновационная электроэнергетика – 21 / В.М. Батенин, П.П. Безруких, В.Н. Борин, Е.А. Бузоверов, В.В. Бушуев, Е.И. Ваксова, Н.И. Воропай, Е.В. Гальперова, В.В. Грибова, К.К. Деньщиков, Д.Н. Ефимов, А.З. Жук, В.Н. Ивакин, В.С. Каменев, Б.Б. Кобец, В.Д. Ковалев, И.Н. Колосок, А.Н. Копайгородский, В.Г. Курбацкий, Ю.Н. Кучеров и др. – М: ООО «Издательскоаналитический центр Энергия», 2017. – 584 с.

65. Макаров, А.А. Стратегические перспективы электроэнергетики России / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, А.С. Макарова, Т.В. Новикова, Т.Г. Панкрушина // Теплоэнергетика. – 2017. – № 11. – С. 40-52.

66. Иванов, А.В. Создание системы сертификации оборудования возобновляемых источников энергии на соответствие стандартам МЭК / А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков // Электричество. – 2018. – № 2. – С. 4-16.

67. Кучеров, Ю.Н. О развитии стандартизации в электроэнергетике с учетом передовой практики МЭК / Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков, А.В. Иванов // Энергия единой сети. – 2017. – № 2 (31). – С. 42-49.

68. Веселов, Ф.В. Экономическая оценка эффектов развития интеллектуальной энергетики в единой электроэнергетической системе России / Ф.В. Веселов, А.В. Федосова // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2014. – № 2. – С. 50-60.

69. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утверждена распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р.

70. Бирюков П.А. Импортозамещение в России: направления и устойчивость // Вестник Финансового университета. – 2016. Т. 20. – № 5 (95). –С. 45-57.

71. Воропай, Н.И. Надежность систем электроснабжения. – Новосибирск: Наука, 2006. – 205 с.

72. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов // 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.

73. Кузык, Б.Н. Вызов XXI века: энергоэкологический кризис и альтернативная энергетика // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2008. – № 10 (66). – С. 10-25.

74. Мастепанов, А.М. Мировая энергетика: ещё раз о новых вызовах // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 11. – С. 4-6.

75. Конопляник, А.А. О новой парадигме развития мировой энергетики, рисках и вызовах для России и мира // Сборник: Системные исследования в энергетике: методология и результаты. – 2018. – С. 151-180.

76. Подковальников, С.В. Развитие электроэнергетики в условиях несовершенных рынков: глобальные вызовы и локальные решения / С.В. Подковальников, К.А. Семенов, О.В. Хамисов // Энергетическая политика. – 2017. – № 6. – С. 53-62.

77. Иванов, А.В. Развитие стандартизации интеллектуальных систем электроснабжения будущего / А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков, Д.А. Корев // Энергия единой сети. – 2018. – № 3 (38). – С. 70-84.

78. Иванов, А.В. Развитие системы технического регулирования и стандартизации в электроэнергетике / А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.М. Самков // Энергетическая политика. – 2017. – № 6. – С. 93-105.

79. Джинчарадзе, А.К. Основные направления развития системы технического регулирования и стандартизации в электроэнергетике РФ / А.К. Джинчарадзе, И.А. Миль, Л.А. Левина, О.Н. Свириденко, В.М. Самков, А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, Ю.Г. Федоров, М.И. Сапаров, Г.Г. Ольховский, Н.А. Хромова, В.В. Софьин, А.Н. Жулев, Д.Н. Башук, А.Н. Вивчар, И.А. Михайлов, Е.А. Гетманов, С.И. Магид, В.М. Неуймин, В.Ф. Чернецов и др. // Надежность и безопасность энергетики. – 2014. – № 1 (24). – С. 2-18.

80. Иванов, А.В. Стандартизация и подтверждение соответствия качества электрической энергии в России / А.В. Иванов, Ю.Н. Кучеров, В.С. Кармашев, В.В. Никифоров // Энергия единой сети. – 2018. – № 2 (37). – С. 12-21.

81. Дубенко, Ю.В. Обзор современной элементной базы в рамках концепции «умных» сетей / Ю.В. Дубенко, Ю.Н. Тимченко, Н.Н. Тимченко // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2016. – № 121. – С. 1595-1607.

82. Ковязин, А.А. Проблемы солнечных установок малой мощности, генерирующих электроэнергию в общую сеть / А.А. Ковязин, И.М. Бабкин // Вопросы науки и образования. – 2018. – № 15 (27). – С. 23-28.

83. Бубенчиков, А.А. Анализ зарубежного опыта исследования систем генерации ветроэнергетических установок / А.А. Бубенчиков, Т.В. Бубенчикова, Е.Ю. Шепелева // Омский научный вестник. – 2018. – № 6 (162). – С. 142-149. 84. Илюшин, П.В. Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, В.О. Самойленко // Промышленная энергетика. – 2019. – № 1. – С. 8-16.

85. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению // Энергоэксперт. – 2015. – № 1, 2. – С. 58-62; 76-80.

86. Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.

87. Шарыгин, М.В. Разработка универсальной модели оценки последствий отказов электроснабжения потребителей // Электричество. – 2015. – № 3. – С. 4-12.

88. Лесных, А.В. Оценка ущерба и регулирование ответственности за перерывы в электроснабжении: зарубежный опыт / А.В. Лесных, В.В. Лесных // Проблемы анализа рисков. – 2005. – № 1. – Т. 2. – С. 33-49.

89. Михайлов, В.В. Определение ущерба промышленных предприятий / В.В. Михайлов, В.И. Эдельман. – М.: ГОСИНТИ, 1968. – 38 с.

90. Папков, Б.В. Оценки удельного ущерба от нарушения электроснабжения промышленных предприятий // Промышленная энергетика. – 1992. – № 3. – С. 29-32.

91. Куликов, А.Л. Анализ и оценка последствий отключения потребителей электроэнергии: коллективная монография / А.Л. Куликов, Б.В. Папков, М.В. Шарыгин. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2014. – 84 с.

92. Папков, Б.В. Требования к решению проблемы надежности электроснабжения / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // Энергетическая политика. – 2015. – № 2. – С. 47-54.

93. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.

94. Папков, Б.В. Подход к построению взаимоотношений субъектов электроэнергетики для управления надёжностью электроснабжения / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // Энергетик. – 2012. – № 4. – С. 12-14.

95. Окороков, В.Р. Управление электроэнергетическими системами: технико-экономические принципы и методы. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1976. – 224 с.

96. Папков, Б.В. Анализ систем взаимоотношений субъектов электроэнергетики с целью управления уровнем надежности / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород. – 2011. – № 4 (91). – С. 211-218.

97. Папков, Б.В. Надежность и эффективность электроснабжения. – Нижний Новгород: НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 1996. – 212 с.

98. Папков, Б.В. Надёжность электроснабжения: учёт кризисных явлений / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // Энергоэффективность. – 2006. – Вып. 1-2. – С. 36-42.

99. Китушин, В.Г. Проблема надежности электроснабжения: анализ причин и подход к решению // Энергорынок. – 2005. – № 9. – С. 8-14.

100. Папков, Б.В. Организация договорных отношений для управления надежностью электроснабжения потребителей / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // Энергетическая политика. – 2013. – № 3. – С. 25-33.

101. Арцишевский, Я.Л. Техперевооружение релейной защиты и автоматики систем электроснабжения предприятий непрерывного производства // – М.: Энергопрогресс, 2011. – 93 с.

102. Онисова, О.А. Характеристика влияния распределенной генерации на функционирование релейной защиты и автоматики // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 5 (50). – С. 88-93.

103. Sortomme, E. Microgrid protection using communication-assisted digital relays / E. Sortomme, S.S.Venkata, J. Mitra // IEEE Trans. on Power Delivery. – 2010. – Vol. 25. – N_{2} 4. – pp. 2789-2796.

104. Марченко, А.И. Моделирование и анализ системных эффектов от присоединения малой генерации к электрическим сетям / А.И. Марченко, А.Г. Фишов, Ю.В. Дронова // Сборник «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность» материалов трудов XXI Всероссийской научно-технической конференции. В 2 томах. – 2015. – С. 176-180.

105. Sortomme, E. Fault analysis and protection of a microgrid / E. Sortomme, G.J. Mapes, B.A. Foster, S.S. Venkata // Proc. 40th North American Power symp. – 2008. – pp. 1-6.

106. Нудельман, Г.С. Релейная защита и автоматика в условиях развития малой распределённой энергетики / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2014. – № 4 (25). – С. 106-114.

107. Nikkhajoei, H. Microgrid protection / H. Nikkhajoei, R. Lasseter // Proc. IEEE Power Engineering Soc. General Meeting. – 2007. – pp. 1-6.

108. Мукатов, Б.Б. Особенности обеспечения надежности электроснабжения в изолированно работающих энергосистемах с малой генерацией / Б.Б. Мукатов, Н.А. Карджаубаев, А.Г. Фишов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2015. – № 4 (29). – С. 94-104.

109. Lopes, J.A. Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities / J.A. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins // Electric Power Systems Research. – 2007. – Vol. 77(9). – pp. 1189-1203.

110. Самойленко, В.О. Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации / В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин // Сборник докладов «Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии» 5-й международной научно-практической конференции. Научный редактор Ф.Н. Сарапулов. – 2016. – С. 45-47.

111. Бык, Ф.Л. Малая генерация и живучесть энергосистемы / Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина, А.Г. Фишов // Сборник докладов: Электроэнергетика глазами молодежи–2016. Труды VII Международной молодежной научно-технической конференции. – 2016. – С. 165-168.

112. Праховник, А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения. – К: «Освита Украины», 2007. – 464 с.

113. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов // – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.

114. Барзам, А.Б. Системная автоматика // – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.

115. Павлов, Г.М. Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. – С-Пб.: Центр подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001. – 388 с.

116. Воропай, Н.И., Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин, Д.А. Панасецкий, Д.Н. Сидоров, А.В. Жуков, Д.Н. Ефимов, А.Б. Осак, В.А. Спиряев, А.В. Домышев. – Новосибирск: ФГУП Издательство «Наука», 2016. – 332 с.

117. Воропай, Н.И. О некоторых подходах к построению систем противоаварийной автоматики нового поколения / Н.И. Воропай, И.Б. Ядыгин // Сборник докладов: Релейная защита и автоматика энергосистем XXII конференции. – 2014. – С. 223-227.

118. Рубинчик, В.А. Резервирование отключений коротких замыканий в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.

119. Нагай, В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 312 с. 120. Нагай, В.И. Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей / В.И. Нагай, И.Ф. Маруда, В.В. Нагай. – Ростов-на-Дону: Изд-во журнала «Известия вузов. Северо-Кавказский регион», 2009. – 316 с.

121. Нагай, В.И. Проблемы и технические решения резервирования / В.И. Нагай, И.В. Нагай // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2015. – № 4. – С. 100-104.

122. Нагай, И.В. Построение многопараметрических резервных защит электрических распределительных сетей 6-10 кВ / И.В. Нагай, В.И. Нагай // Энергетик. – 2013. – № 2. – С. 18-21.

123. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

124. Borlase, S. Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions // CRC Press. – 2012. – p. 607.

125. Hadjsaid, N. Smart Grids / N. Hadjsaid, J. Sabonnadiere, N. Hadjsaid // Wiley-ISTE, 2012. – p. 350.

126. Marnay, C. Policymaking for microgrids / C. Marnay, H. Asano, S. Papathanassiou, G. Strbac // IEEE Power & Energy Magazine. -2008. -Vol. 6. $-N_{2} 3$. -pp. 66-77.

127. Hajimiragha, A. Practical aspects of storage modeling in the framework of microgrid real-time optimal control / A. Hajimiragha, M.R.D. Zadeh // Proc. IET Conf. on Renewable Power Generat. (RPG). – 2011. – pp. 93–98.

128. Alvial-Palavicino, C. A methodology for community engagement in the introduction of renewable based smart microgrid / C. Alvial-Palavicino, N. Garrido-Echeverría, G. Jiménez-Estévez, L. Reyes, R. Palma-Behnke // Energy for Sustainable Development. – 2011. – Vol. 15, – N_{2} 3. – pp. 314-323.

129. Bidram, A. Hierarchical structure of microgrids control system / A. Bidram, A. Davoudi // IEEE Trans. Smart Grid. – 2012. – vol. 3, – №4. – pp. 1963-1976.

130. Bahramipanah, M. Network Clustering for Voltage Control in Active Distribution Network Including Energy Storage Systems / M. Bahramipanah, M. Nick, R. Cherkaoui, M. Paolone // Innovative Smart Grid Technology IEEE PES Conference ISGT. – 2015.

131. Hatziargyriou, N. Microgrids / N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, C. Marnay // IEEE Power Energy Mag. – 2007. – Vol. 5, – № 4. – pp. 78-94.

132. Hatziargyriou, N. Microgrids: Architectures and Control // Wiley IEEE

Press, 2014. – p. 340.

133. Keyhani, A. Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems // Wiley IEEE Press, 2011. – p. 592.

134. Mohamed, Y.A. Hierarchical control system for robust microgrid operation and seamless mode transfer in active distribution systems / Y.A. Mohamed, A.A. Radwan // IEEE Trans. Smart Grid. – 2011. – Vol. 2, – N_{2} 2. – pp. 1949-1953.

135. Biabani, M. Operation of a Multi-Agent System for Load Management in Smart Power Distribution System / M. Biabani, A. Golkar, A. Sajadi // Proc. of 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). – 2012. Venice.

136. Molderink, A. Management and control of domestic smart grid technology / A. Molderink, V. Bakker, M.G. Bosman, G.L. Hurink, G.J. Smit // IEEE Trans. Smart Grid. – 2010. – Vol. 1. – pp. 109-119.

137. Morozumi, S. Micro-grid Demonstration Projects in Japan // Power Conversion Conference. Nagoya. – 2007. – pp. 635-642.

138. Nguyen, P.H. Distributed routing algorithms to manage power flow in agent-based active distribution network / P.H. Nguyen, W.L. Kling, G. Georgiadis, M. Papatriantafilou, T. Le Anh, L. Bertling // Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), IEEE PES. – 2010. – pp. 1-7.

139. Varaiya, P. Smart operation of smart grid: Risk limiting dispatch / P. Varaiya, F. Wu, J. Bialek // Proc. of the IEEE. $-2011. - Vol. 99, -N_{2} 1. - pp. 40-57.$

140. Hernandez-Aramburo, C. Fuel consumption minimization of a microgrid / C. Hernandez-Aramburo, T. Green, N. Mugniot // IEEE Trans. Ind. Appl. -2005. - Vol. $41. - N_{\odot} 3. -$ pp. 673-681.

141. Pudjianto, D. Microgrids and virtual power plants: concepts to support the integration of distributed energy resources / D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Starbac // Proc. Inst. Mech. Engineers, Part A: J. Power and Energy (IMechE). – 2008. – Vol. 222. – pp. 731-741.

142. Barnes, M. Real-world microgrids an overview // IEEE International Conference on System of Systems Engineering. – 2007.

143. Brabandere, K. Control of microgrids / K. Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, R. Belmans // Proc. IEEE Power Engineer. Soc. general meet. – 2007. – pp. 1-7.

144. Buchholz, B. Long term European field tests for microgrids // Power Conversion Conference. Nagoya. – 2007. – pp. 643-645.

145. Choi, J. Overview of microgrid research and development in Korea //

Communities for Advanced Distributed Energy Resources. Microgrids Symposium. – 2009.

146. Chowdhury, S. Microgrids and active distribution networks / S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley. – IET, 2009. – p. 320.

147. Goda, T. Microgrid research at Mitsubishi // California Energy Commission Symposium. – 2006.

148. Guerrero, J.M. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids: a general approach towards standardization / J.M. Guerrero, J.C. Vasquez, J. Matas, L.G. Vicuña, M. Castilla // IEEE Trans. Ind. Electron. – 2011. – Vol. 58, – $N_{\rm P}$ 1. – pp. 158-172.

149. Katiraei, F. Microgrids management / F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas // IEEE Power and Energy Mag. – 2008. – Vol. 6, – № 3. – pp. 54-65.

150. Kroposki, B. Making microgrids work / B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou // IEEE Power and Energy Mag. – 2008. – Vol. 6, – N_2 3. – pp. 40-53.

151. Lasseter, B. Microgrids: distributed power generation // Proc. IEEE Power Engineer. Soc. Winter Meet. – 2001. – Vol. 1. – pp. 146-149.

152. Li, Y.W. Design, analysis, and realtime testing of a controller for multibus microgrid system / Y.W. Li, D.M. Vilathgamuwa, P.C. Loh // IEEE Trans. on Power Electronics. – 2004. – Vol. 19. – N_{2} 5. – pp. 1195-1204.

153. Logenthiran, T. Multiagent system (MAS) for short-term generation scheduling of a microgrid / T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. Khambadkone, H. Aung // Proc. IEEE Internat. Conf. on Sustainable Energy Technolog. (ICSET). – 2010. – pp. 1-6.

154. Loh, P.C. Hybrid AC-DC microgrids with energy storages and progressive energy flow tuning / P.C. Loh, D. Li, Y.K. Chai, F. Blaabjerg // IEEE Trans. Power Electron. -2013. -Vol. 28. $-N_{\rm P}4$. -pp. 1533-1543.

155. Tsikalakis, A.G. Centralized control for optimizing microgrids operation / A.G. Tsikalakis, N.D. Hatziargyriou // IEEE Trans. on Energy Conversion. $-2008. - Vol. 23, - N \ge 1. - pp. 241-248.$

156. Ustun, T. Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420 / T. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh // IEEE Trans. Power Syst. – 2016. – Vol. 27, – N_{2} 3. – pp. 1560-1567.

157. Zamora, R. Controls formicrogrids with storage: Review, challenges, and research needs / R. Zamora, A. K. Srivastava // Renewable and Sustainable Energy

Reviews. - Vol. 14, № 7. - pp. 2009-2018.

158. Zheng, W.D. A multi-agent system for distributed energy resources control in microgrid / W.D. Zheng, J.D. Cai // Proc. IEEE 5th Internat. Conf. on Critical Infrastructure (CRIS). – 2010. – pp. 1-5.

159. Куприяновский, В.П. Микрогриды – энергетика, экономика, экология и ИТС в умных городах / В.П. Куприяновский, Ф.Ю. Фокин, С.А. Буланча, Ю.В. Купрняновская, Д.Е. Намиот // International Journal of Open Information Technologies. – 2016. – Vol. 4. – № 4. – pp. 10-19.

160. Mocci, S. Multi-Agent Control System for increasing hosting capacity in Active Distribution Networks with EV / S. Mocci, N. Natale, S. Ruggeri, F. Pilo // Proc. of Energycon IEEE International Energy Conference. – 2014. Dubrovnik.

161. Marwali, M.N. Control of distributed generation systems – Part I: Voltages and currents control / M.N. Marwali, A. Keyhani // IEEE Trans. Power Electron. – 2004. – Vol. 19. – N_{2} 6. – pp. 1541-1550.

162. Marwali, M.N. Control of distributed generation systems – Part II: Load sharing control / M.N. Marwali, J.W. Jung, A. Keyhani // IEEE Trans. Power Electron. – 2004. – Vol. 19. – № 6. – pp. 1551-1561.

163. Семендяев, Р.Ю. Восстановление нормального режима в локальных системах энергоснабжения, работающих автономно или параллельно с региональными электрическими сетями / Р.Ю. Семендяев, А.Г. Фишов, Э. Энхсайхан // Новое в российской электроэнергетике. – 2018. – № 11. – С. 50-61.

164. Фишов, А.Г. Идентификация классов состояния автономной системы энергоснабжения для управления режимом ее параллельной работы с централизованной электрической сетью / А.Г. Фишов, А.В. Петрищев, О.В. Сердюков // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 1 (132). – С. 168-185.

165. Семендяев, Р.Ю. Анализ актуальности ограничений по устойчивости в сетях с распределенной генерацией / Р.Ю. Семендяев, А.Г. Фишов // Известия Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова. – 2017. – № 4 (44). – С. 240-246.

166. Атанов, И.В. Формализация процесса направленной композиции структур систем автономного электроснабжения при проектировании / И.В. Атанов, В.Я. Хорольский, А.Б. Ершов, А.В. Ефанов // Электротехника. – 2017. – № 8. – С. 3-8.

167. Горбачев, Е.Е. Автономные источники возобновляемой энергетики в электроснабжении фермерских хозяйств России / Е.Е. Горбачев, П.Ю. Грачев //

Труды Кольского научного центра РАН. – 2011. – № 2 (5). – С. 220-225.

168. Новиков, А.А. Роль дизельных электростанций в автономном электроснабжении / Новиков А.А., Анашкин С.С. // Сборник: Технические науки: проблемы и решения. Материалы X международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 63-66.

169. Gao, F. A control strategy for a distributed generation unit in gridconnected and autonomousmodes of operation / F. Gao, M.R. Iravani // IEEE Trans. Power Del. – 2008. – Vol. 23. – N_{2} 2. – pp. 850-859.

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

171. Илюшин, П.В. Применение коэффициента запаса по приращению нагрузки при планировании и ведении режимов работы распределительных сетей // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 6. – С. 2-8.

172. Илюшин, П.В. Применение алгоритма введения режима распределительной сети с распределенной генерацией в допустимую область // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 1 (22). – С. 36-41.

173. Илюшин, П.В. Новые подходы в обеспечении надежности электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий, П.В. Илюшин // Надежность и безопасность энергетики. – 2013. – № 4 (23). – С. 14-25.

174. Бухгольц, Б.М. Smart grid – основы и технологии энергосистем будущего / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински // пер. с англ.: науч. ред. перевода Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев; под общ. ред. Н.И. Воропая. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – 461с.

175. Farhangi, H. Smart Microgrids - Lessons from Campus Microgrid Design and Implementation. – Taylor & Francis Group, LLC, 2017. – p. 324.

176. Wood, A.J., Power generation, operation, and control / A.J. Wood, B.F. Wollenberg // Second edition. – John Wiley & Sons, Inc., 1996. – p. 593.

177. Fusheng L. Microgrid Technology and Engineering Application / Li Fusheng, Li Ruisheng, Z. Fengquan // Academic Press is an imprint of Elsevier. London, UK. – 2016. – p. 183.

178. Keyhani A. Integration of Green and Renewable Energy in Electric Power Systems / A. Keyhani, M.N. Marwali, M. Dai. – John Wiley & Sons, Inc., 2010. – p. 327.

179. Shawkat A. Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends. -

Springer – Verlag London, 2013. – p. 233.

180. Bevrani, H. Microgrid: Dynamics and Control / H. Bevrani, B. Francois, T. Ise. – JohnWiley & Sons, Inc., 2017. – p. 701.

181. Mahmoud, M.S. Microgrid: advanced control methods and renewable energy system integration // - Elsevier Ltd. - 2017. - p. 389.

182. Логинов, Е.Л. Интеллектуальная электроэнергетика: новый формат интегрированного управления в единой энергетической системе России / Е.Л. Логинов, А.Е. Логинов // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2012. – Т. 8. – № 29 (170). – С. 28-32.

183. Логинов, Е.Л. Проблемы прогнозирования критических технических ситуаций в ЕЭС России с учетом SMART GRID / Е.Л. Логинов, С.И. Борталевич // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2018. – № 1. – С. 30-37.

184. Шульгинов, Н.Г. Развитие нормативно-технического обеспечения системной надежности ЕЭС России / Н.Г. Шульгинов, С.А. Павлушко, Ю.Н. Кучеров, З.С. Мальцан, Ю.Г. Федоров // Энергия единой сети. – 2014. – № 1 (12). – С. 4-15.

185. Чукреев, Ю.Я. Особенности оценки показателей балансовой надежности при перспективном развитии ЕЭС России // Сборник докладов «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. – 2015. – С. 213-222.

186. Марченко, А.И. Моделирование и анализ влияния присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети / А.И. Марченко, А.Г. Фишов // Сборник докладов: Электроэнергетика глазами молодежи – 2015. Труды VI международной научно-технической конференции. – 2015. – С. 322-327.

187. СТО 59012820.29.020.003-2016. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования. Утверждены и введены в действие приказом № 207 от 16.08.2016 в редакции приказа № 106 от 05.04.2019.

188. 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. 189. Воропай, Н.И. Будущие электроэнергетические системы и проблемы управления их режимами // Книга: Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2018). Материалы 11-ой международной конференции. В 2-х то-мах. Под общей редакцией С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. – 2018. – С. 34-38.

190. Воропай, Н.И. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология / Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко // Проблемы прогнозирования. – 2017. – № 5 (164). – С. 39-49.

191. Воропай, Н.И. Будущие электроэнергетические системы – тенденции и проблемы / Н.И. Воропай, А.Б. Осак // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 4. – С. 2-4.

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

193. 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, электротехническая промышленность. –2014. – №5. – С. 2-7.

194. Антонов, В.И. Распознавание информационного образа электрического сигнала в условиях его структурной неопределенности / В.И. Антонов, В.А. Наумов, Д.Е. Васильева, Н.Г. Иванов, А.В. Солдатов, В.Я. Васильева // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 4 (29). – С. 42-48.

195. Антонов, В.И. Адаптивный структурный анализ электрических сигналов: теория и ее приложения в интеллектуальной электроэнергетике // – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2018. – 334 с.

196. Куликов, А.Л. Введение в методы цифровой релейной защиты высоковольтных ЛЭП: учеб. пособие. / А.Л. Куликов, М.Ш. Мисриханов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 198 с.

197. Нагай, И.В. Методика оценки информационных признаков, характеризующих режимы работы электрических сетей, по критерию распознаваемости релейной защитой / И.В. Нагай, В.И. Нагай, С.В. Сарры, С.Ю. Березкина // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. – 2017. – № 4 (196). – С. 27-33.

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

199. Сейдж, Э. Теория оценивания и ее применение в связи и управлении: пер. с англ. / Э. Сейдж, Дж. Мелс / под ред. проф. Б.Р. Левина. – М.: Связь, 1976. – 496 с.

200. ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. – М.: Стандартинформ, 2013.

201. Селезнева, Н.А. Делительная автоматика для ТЭС «Международная» // Тезисы докладов XVI научно-технической конференции «Обмен опытом проектирования, наладки и эксплуатации устройств РЗА и ПА в энергосистемах Урала». Екатеринбург, 2010.

202. Онисова, О.А. Делительная защита в электроэнергетических системах, содержащих электростанции малой мощности // Электрические станции. – 2014. – № 6. – С. 33-41.

203. Патент на изобретение № 2662728 Российская Федерация, МПК Н02Ј 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов, А.И. Марченко. – Опубл. 30.07.2018, Бюл. № 22.

204. Фишов, А.Г. Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети / А.Г. Фишов, А.И. Марченко // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2017. –№ 5. – С. 8-18.

205. Фишов, А.Г. Smart технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации / А.Г. Фишов, А.К. Ландман, О.В. Сердюков // Сборник докладов: Электроэнергетика глазами молодежи – 2017. Труды VIII Международной молодежной научно-технической конференции. В 3 т. – Самара: СамГТУ, 2017. – Т. 1. – С. 27-34.

206. 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 (49). – С. 42-47.

207. Арцишевский, Я.Л. Принципы противоаварийного управления в системах электроснабжения с собственным источником / Я.Л. Арцишевский, А.А. Земцов // Электрические станции. – 2010. – № 10 – С. 33-38.

208. Фишов, А.Г. Реконфигурация электрических сетей с распределенной

генерацией и мультиагентным управлением / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 9. – С. 143-152.

209. 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.

210. Шпиганович, А.Н. Анализ кратковременных нарушений электроснабжения сетей среднего напряжения / А.Н. Шпиганович, А.Я. Шачнев // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2015. – № 3 (41). – С. 21-25.

211. Кучеров, Ю.Н. Обеспечение безопасности при нарушении электроснабжения / Кучеров Ю.Н., Гуревич Ю.Е. // Компетентность. – 2006. – № 10 (39). – С. 3-10.

212. Шабанов, В.А. Оценка длительности кратковременного нарушения электроснабжения предприятия при внешних коротких замыканиях / В.А. Шабанов, В.Ю. Алексеев, Т.А. Леонтьева, Е.С. Резник // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2018. – Т. 14. – № 1. – С. 5-12.

213. Eroshenko, S.A. et al. Island Mode of Low Capacity Generators Operation. Advanced Materials Research, 2014. – Vol. 1008-1009, – pp. 426-429.

214. Schifani, M. Supervisory control of microgrids in grid-connected and islanding mode – Investigations using a real-time digital simulation platform / M. Schifani, E. Waffenschmidt, R. Iravani // Proc. of the Int. Energy and Sustainability Conf. (IESC). – 2017. Farmingdale, USA.

215. Singh, M. Islanding scheme for power transmission utilities / M. Singh, K.S. Meera, P. Joshi, P. Prakash // 6th International Conference on Computer Applications In Electrical Engineering-Recent Advances (CERA), Roorkee. – 2017. – pp. 69-73.

216. Abdallatif, M. Assessment of cut-sets for generator coherency based power system islanding approaches / M. Abdallatif, S. Schramm, J. Götze, A. Kubis, C. Rehtanz // IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT-Asia), Auckland, New Zealand. – 2017. – pp. 1-5.

217. Mishra, M. Variation of parameters in a grid-tied DG system during islanding under different load conditions / M. Mishra, P.C. Panda, S.C. Swain // 2nd International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES), Coimbatore. -2017. - pp. 885-895.

218. Sharma, M.K. Intentional islanding of microgrid / M.K. Sharma, P. Ku-

mar, V. Kumar // 6th International Conference on Computer Applications In Electrical Engineering-Recent Advances (CERA), Roorkee. – 2017. – pp. 247-251.

219. Raza, S. Passive islanding detection technique for synchronous generators based on performance ranking of different passive parameters / S. Raza, H. Arof, H. Mokhlis, H. Mohamad, H.A. Illias // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2017. – Vol. 11. – pp. 4175-4183.

220. Ruchika P. Gupta. Islanding detection technique for a distributed generation with perfectly matched load condition / Ruchika P. Gupta, D.K. Jain, R.S. Bhatia // International Conf. on Computing, Communication and Automation (ICCCA), Greater Noida. – 2017. – pp. 1503-1506.

221. Arguence, O. Impact of Power Regulations on Unwanted Islanding Detection / O. Arguence, F. Cadoux, B. Raison, L. De Alvaro // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2017. – Vol. 99. – pp. 1-5.

222. Ramadan, M. Islanding detection of distributed generation in presence of fault events / M. Ramadan, E. Hao, T. Logenthiran, R. Naayagi, W. Woo // Proc. of the IEEE Region 10 Conf. (TENCON), 2017. Penang, Malaysia.

223. Murugesan, S. Hybrid analysing technique based active islanding detection for multiple DGs / S. Murugesan, V. Murali // IEEE Transactions on Industrial Informatics. doi: 10.1109/TII.2018.2846025.

224. Dob, B. Communications assisted islanding detection: Contrasting direct transfer trip and phase comparison methods / B. Dob, C. Palmer // 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX. – 2018. – pp. 1-6.

225. Alam, M.R. Characterization of Voltage Dips and Swells in a DG Embedded Distribution Network During and Subsequent to Islanding Process and Grid Re-connection / M.R. Alam, K.M. Muttaqi, A. Bouzerdoum // IEEE Transactions on Industry Applications.

226. Илюшин, П.В. Анализ влияния технических характеристик генерирующих установок объектов распределенной генерации на возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей / Ю.Н. Кучеров, П.В. Илюшин // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск, 2015. – С. 186-195.

227. Илюшин, П.В. Внедрение распределенной генерации. Анализ существующего опыта, возникающие проблемы, комплексное решение технических вопросов интеграции в распределительные сети // Сборник докладов XXI заседания Ассоциации электроснабжения городов России «ПРОГРЕССЭЛЕКТРО». 25 – 26 марта, 2015, Москва, Россия. – С.114-122.

228. Eroshenko, S.A. Distributed generation siting and sizing with implementation feasibility analysis / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, A.V. Pazderin and A.A. Karpenko // 2013 International Conf. on Power, Energy and Control (ICPEC), Dindigul, – 2013. – pp. 717-721.

229. Илюшин, П.В. Распределенная генерация: применение обосновано, не ограничено // Энергонадзор. – 2015. – № 6 (70). – С. 4-7.

230. Илюшин, П.В. Влияние технического состояния оборудования объектов распределенной генерации на надежность функционирования распределительных сетей / П.В. Илюшин, А.Н. Назарычев // Сборник докладов научнопрактической конференции «Контроль технического состояния оборудования объектов энергетики» / АО «Техническая инспекция ЕЭС», 06 декабря 2018, Москва, Россия. – С. 104-122.

231. Гемке, Р.Г. Неисправности электрических машин. – 9 изд. перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1989. – 336 с.

232. Федосеев А.М. Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. Учебник для вузов. – 2 изд., перераб. и доп. / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.

233. Илюшин, П.В. Перспективы развития и инструменты автоматизации задач эксплуатации устройств РЗА / П.В. Илюшин, А.А. Небера, О.А. Федоров // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 2 (27). – С. 28-37.

234. Илюшин, П.В. Комплексный подход к моделированию устройств РЗ и ПА, расчету уставок и анализу правильности их работы / П.В. Илюшин, Я.М. Королев, А.В. Симонов // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 3 (28). – С. 13-19.

235. Илюшин, П.В. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с собственными генерирующими объектами небольшой мощности // Электрические станции. – 2017. – № 9. – С. 29-34.

236. Куликов, А.Л. Применение сеточных функций для задания уставочных областей цифровой релейной защиты / А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин, П.В. Илюшин // Электрические станции. – 2019. – № 5. – С. 50-57.

237. Рабинович, Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.

238. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 600 с.

239. Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребле-
ния электрической энергии. Утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

240. Непша, Ф.С. К вопросу обеспечения правильной работы устройств автоматической частотной разгрузки в кузбасской энергосистеме / Ф.С. Непша, А.И. Глушкова, Д.Ю. Воробьева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19. – № 9-10. – С. 77-84.

241. Яндульский, А.С. Некоторые аспекты работы автоматической частотной разгрузки / А.С. Яндульский, А.В. Тимохин, А.А. Тимохина // Научные труды Винницкого национального технического университета. – 2014. – № 4. – С. 3.

242. Арестова, А.Ю. Создание программируемой автоматической частотной разгрузки на базе технологии Smart Grid / А.Ю. Арестова, К.С. Савенкова // Автоматика и программная инженерия. – 2016. – № 2 (16). – С. 9-13.

243. Васильев, В.В. Усовершенствованный принцип управления нагрузкой энергоузла при дефиците активной и реактивной мощностей / В.В. Васильев, В.Е. Глазырин // Энергетик. – 2011. – № 3. – С. 34-37.

244. Коган, Ф.Л. Применение компьютерной модели для анализа аварийных ситуаций в энергосистеме / Ф.Л. Коган, А.С. Рубашкин, А.И. Пойдо, В.А. Рубашкин, А.М. Поляков // Электрические станции. – 2009. – № 1. – С. 36-44.

245. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2008. – 244 с.

246. Отчет по расследованию аварии в ЕЭС России, произошедшей 25.05.2005. – М. РАО «ЕЭС России», 2005.

247. СТО 59012820.29.020.004-2018. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования // Стандарт АО «СО ЕЭС». – М.: АО «СО ЕЭС», 2018.

248. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

249. Положение «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утверждено Советом Директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017 г. № 252). 250. СТО 56947007-29.060.20.071-2011. Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования // Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС». – М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2011.

251. Илюшин, П.В. Пути повышения надежности работы и снижения затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов 6-220 кВ в распределительных сетях» / П.В. Илюшин, Д.И. Догадкин // Энергоэксперт. – 2012. – №5. – С. 10-14.

252. Илюшин, П.В. Интеллектуальная система управления охлаждением силовых трансформаторов с функцией «precooling» / П.В. Илюшин, В.А. Русов // Энергоэксперт. – 2014. – № 1. – С. 54-56.

253. Илюшин, П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 3 (12). – С. 74-81.

254. Илюшин, П.В. Анализ особенностей сетей внутреннего электроснабжения промышленных предприятий с объектами распределённой генерации // Энергетик. – 2016. – № 12. – С. 21-25.

255. СТО 59012820. 27.100.002-2005. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты // Стандарт АО «СО ЕЭС». – М.: АО «СО ЕЭС», 2005.

256. ГОСТ 21558-2000. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия» – М: ИПК Издательство стандартов, 2003.

257. СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов // Стандарт АО «СО ЕЭС». – М.: АО «СО ЕЭС», 2012.

258. Макаровский, С.Н. Проблемы управления напряжением и реактивной мощностью в основных сетях ЭЭС России / С.Н. Макаровский, З.Г. Хвощинская // Энергетик. – 2002. – № 6. – С. 16-23.

259. Горожанкин, П.А. Управление напряжения и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт / П.А. Горожанкин, А.В. Майоров, С.Н. Макаровский, А.А. Рубцов // Электрические станции. – 2008. – № 6. – С. 40-47.

260. Илюшин, П.В. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме / П.В. Илюшин, П.К. Березовский // Энергетик. – 2019. – № 3. –

C. 12-18.

261. Исмоилов, С.Т. Моделирование и анализ эффективности регулирования напряжения в электрической сети с распределенной генерацией / С.Т. Исмоилов, А.Г. Фишов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 1-2. – С. 302-305.

262. СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам сильного действия синхронных генераторов // Стандарт АО «СО ЕЭС». – М.: АО «СО ЕЭС», 2012.

263. Герасимов, А.С. Сравнительный анализ отечественных и зарубежных технических требований к системам возбуждения синхронных машин / А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, И.Б. Романов // Известия НИИ постоянного тока: научный сборник. – Санкт-Петербург. – 2011. – Вып.65. – С.104-114.

264. Кучеров, Ю.Н. Анализ общих технических требований к распределенным источникам энергии при их интеграции в энергосистему / Ю.Н. Кучеров, П.К. Березовский, Ф.В. Веселов, П.В. Илюшин // Электрические станции. 2016. № 3. С. 2-10.

265. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии, объектов по производству электроэнергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 № 861.

266. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. – М.: Стандартинформ, 2014.

267. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 09.09.2005 № 603 «О приведении систем телемеханики и связи на генерирующих предприятиях электроэнергетики, входящих в состав холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», в соответствие с требованиями балансирующего рынка».

268. Волков, М.С. Особенности проектирования схем выдачи мощности объектов распределенной генерации // Энергоэксперт. – 2015. – № 5. – С. 68-73.

269. Мукатов, Б.Б. Управление режимом параллельной работы автономной системы энергоснабжения на базе малой синхронной генерации с внешней электрической сетью / Б.Б. Мукатов, А.Г. Фишов // Сборник научных трудов: НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ в 9 частях. Новосибирский государственный технический университет. – 2016. – С. 30-32. 270. Мукатов, Б.Б. Исследование реконфигурации электрических сетей с распределенной генерацией в аварийных режимах / Б.Б. Мукатов, И.А. Ефремов, А.Г. Фишов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2014. – № 4 (25). – С. 90-103.

271. Лоскутов, А.Б. Разработка и исследование гибкой интеллектуальной электрической сети среднего напряжения, основанной на гексагональной структуре / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – 2016. – № 3. – С. 85-94.

272. Eroshenko, S.A. Renewable energy sources for perspective industrial clusters development / S.A. Eroshenko, V.O. Samoylenko, A.V. Pazderin // Proc. of the Int. Conf. on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017, Chelyabinsk, Russia.

273. Samoylenko, V.O. Semiconductor power electronics for synchronous distributed generation / V.O. Samoylenko, A.V. Pazderin // Proc. of the Int. Conf. on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017, Chelyabinsk, Russia.

274. Eroshenko, S.A. Intelligent model of decision support system of distributed generation integration / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa // 2017 8th IEEE International Conference on Software Engineering and Service Science (ICSESS), Beijing. 2017. – pp. 79-82.

275. Ядыкин, И.Б. Системные аспекты интеллектуального управления в интеллектуальных энергетических системах // Сборник: XII всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014 Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН. – 2014. – С. 4244-4253.

276. 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.

277. Илюшин П.В. Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей / П.В. Илюшин, П.В. Чусовитин // Релейная защита и автоматизация. – 2014. – № 4. – С. 16-22.

278. Илюшин П.В. Инновационный адаптивный комплекс автоматики ликвидации асинхронного режима электроэнергетического объекта / П.В. Илюшин, А.В. Мокеев, В.Г. Наровлянский // Электрические станции. – 2019. – № 1. – С. 52-59.

279. 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.

280. Илюшин, П.В. Анализ причин возникновения крутильных субсинхронных колебаний ГТУ в узлах промышленной нагрузки при работе энергорайона в изолированном режиме / П.В. Илюшин, С.Н. Томкин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ, – 2015. – С. 140-146.

281. Дворкин Д.В., Силаев М.А., Тульский В.Н., Палис Ш. Проблемы оценки вклада потребителя в искажение качества электроэнергии // Электричество. – 2017. – № 7. – С. 12-19.

282. Суслов, К.В. Современные подходы к оценке качества электрической энергии / К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, Д.О. Герасимов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19. – № 7-8. – С. 85-93.

283. Юревич Е.Н. Теория автоматического управления. – Л.: Энергия, 1975. – 416 с.

284. Сидоренко Ю.А. Теория автоматического управления: учеб. пособие. – Минск: БГАТУ, 2007. – 124 с.

285. Евсюков В.Н. Нелинейные системы автоматического управления: учеб. пособие для студентов вузов. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2007. – 172 с.

286. Davarifar M., Rabhi A., Hajjaji A., Daneshifar Z. Real-Time Diagnosis of PV System By using the Sequential Probability Ratio Test (SPRT) // 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition Antalya, Turkey 21-24 Sept. – 2014, – pp. 508-513.

287. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

288. Радиоэлектронные системы: Основы построения и теория. Справочник. Изд. 2-е, перераб. и доп. / под ред. Я.Д. Ширмана. – М.: Радиотехника, 2007. – 512 с.

289. Сосулин, Ю.Г. Теоретические основы радиолокации и радионавигации: Учеб. пособие для вузов. – М.: Радио и связь, 1992. – 304 с.

290. Статистические методы оценивания и проверки гипотез: Межвузовский сборник научных трудов / Пермский ордена Трудового Красного Знамени государственный университет имени А.М. Горького. – Пермь, 1986. – 180 с. 291. Subudhi, B. A Comparative Study on different Power System Frequency Estimation Techniques / B. Subudhi, P.K. Ray, A.M. Panda, S.R. Mohanty // Intl. Journal of Automation and Control. – 2009. – Vol. 3. – No. 2/3. – pp. 202-215.

292. Нуссбаумер, Г. Быстрое преобразование Фурье и алгоритмы вычисления сверток: пер. с англ. – М.: Радио и связь, 1985. – 248 с.

293. Венцель, Е.С. Теория вероятностей: Учеб. для вузов. – М.: Высш. шк., 1998. – 576 с.

294. Куликов, А.Л. Цифровое дистанционное определение повреждений ЛЭП / под ред. М.Ш. Мисриханова. – Н. Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2006. – 315 с.

295. Обалин, М.Д. Применение адаптивных процедур в алгоритмах определения места повреждения ЛЭП / М.Д. Обалин, А.Л. Куликов // Промышленная энергетика. – 2013. – № 12. – С. 35-39.

296. Ван Трис, Г. Теория обнаружения, оценок и модуляции. Том 1. Пер. с англ. / под ред. В.И. Тихонова. – М.: Советское радио, 1972. – 744 с.

297. Rebizant, W. Digital signal processing in power system protection and control / W. Rebizant, J. Szafran, A. Wiszniewski. – London: Springe, 2011. – 325 p.

298. Куликов, А.Л. Алгоритмы подавления апериодической составляющей в аварийных токах / А.Л. Куликов, В.А. Фальшина, П.А. Колобанов // Электричество. – 2014. – № 11. – С. 26-35.

299. Фальшина, В.А. Алгоритмы упрощенной цифровой фильтрации электрических сигналов промышленной частоты / В.А. Фальшина, А.Л. Куликов // Промышленная энергетика. – 2012. – № 5. – С. 39-46.

300. Куликов, А.Л. Упрощенная адаптивная цифровая фильтрация электрических сигналов в условиях изменения частоты / В.А. Фальшина, А.Л. Куликов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2013. – № 1-2. – С. 57-67.

301. Рабинер, Л. Теория и применение цифровой обработки сигналов: перевод с англ. / Л. Рабинер, Б. Гоулд. – М.: Мир, 1978. – 848 с.

302. Блейхут, Р. Быстрые алгоритмы цифровой обработки сигналов: перевод с англ. Грушко И.И. – М.: Мир, 1989. – 448 с.

303. Phadke, A.G. Computer relaying for power systems / A.G. Phadke, J.S. Thorp. – A John Wiley and Sons, Ltd., 2009. – 344 p.

304. Аржанников, Е.А. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Е.А. Аржанников, В.Ю. Лукоянов, М.Ш. Мисриханов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с. 305. Илюшин, П.В. Особенности организации противоаварийного управления в сетях с современными генерирующими установками // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 5 (136). С. 134-151.

306. Вальд, А. Последовательный анализ. – М.: Физматлит, 1960. – 328 с.

307. Храмов, Л.Д. Особенности цифровой обработки сигналов в системах электроэнергетики на основе микроконтроллеров / Л.Д. Храмов, А.Л. Михайлов, Ю.Н. Тикушев // Сборник: Проблемы и перспективы развития наукоемкого машиностроения. Международная научно-техническая конференция. – 2013. – С. 156-159.

308. Шарыгин, М.В. Статистические методы распознавания режимов в релейной защите и автоматике сетей электроснабжения / М.В. Шарыгин, А.Л. Куликов // Электрические станции. – 2018. – № 2. – С. 32–39.

309. Фукунага, К. Введение в статистическую теорию распознавания образов: пер. с англ. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1979. – 368 с.

310. Фу, К. Последовательные методы в распознавании образов и обучении машин. – М.: Наука, 1971. – 256 с.

311. Ширяев, А.Н. Статистический последовательный анализ. Оптимальные правила остановки. – М. Наука, 1976. – 272 с.

312. Башаринов, А.Е. Методы статистического последовательного анализа и их радиотехнические приложения / А.Е. Башаринов, Б.С. Флейшман. – М.: Советское радио, 1962. – 352 с.

313. Sochman, J. Waldboost-learning for time constrained sequential detection / J. Sochman, J. Matas // Proceedings of IEEE Computer Society Conference on Computer Vision and Pattern Recognition. – 2005. – Vol. 2. – pp. 150-156.

314. Lorden, G. Structure of sequential tests minimizing an expected sample size // Zeitschrift fur Wahrscheinlichkeits-theorie undverwandte gebiete. -1980. - Bd. 51. - No 3. - pp. 291-302.

315. Айвазян, С. А. Различение близких гипотез о виде плотности распределения в схеме обобщенного последовательного критерия // Теория вероятностей и ее применения. – 1965. – Т. Х. – Вып. 4. – С. 713-726.

316. 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.

317. 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.

318. 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.

319. Илюшин, П.В. Установки средней и малой мощности. Решение проблемных вопросов интеграции объектов распределенной генерации в электрические сети 6-20 кВ // Энергонадзор. – 2013. – № 6. – С. 44-46.

320. Ilyushin, P.V. DG Integration into the Distribution Network and the Problem of Reliability Provision in Normal and Emergency Operation / Yu.N. Kucherov, Yu.G. Fedorov, P.V. Ilyushin // The Proceedings of Distribution Systems and Dispersed Generation CIGRE SC C6 Colloquium-2013, pp. 1-4, October 6 – 9, 2013, Yokohama, Japan.

321. Илюшин, П.В. Перспективные направления в автоматизации объектов распределенной генерации при их интеграции в распределительные сети / Н.А. Горшкова, Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 1 (10). – С. 48-55.

322. Илюшин, П.В. Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. – 2018. – № 2 (31). – С. 12-24.

323. Илюшин, П.В. Подходы к организации противоаварийного управления в автономных энергосистемах с объектами распределенной генерации при аварийных дефицитах мощности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев – Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография». – 2016. – С. 90-99.

324. Илюшин, П.В. Особенности реализации первичного и вторичного регулирования режимных параметров микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 4 (25). – С. 39-44.

325. Илюшин, П.В. Особенности применения объектов распределенной генерации в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев – Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография». – 2016. – С. 100-109.

326. Илюшин, П.В. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах / П.В. Илюшин, А.М. Тыквинский // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – Том 11, – № 1(41). – С. 39-50.

327. Гуревич, Ю.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных предприятий / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. – М.:Элекс-КМ, 2008. – 248 с.

328. Илюшин, П.В. Возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей первой категории надежности (включая особую группу) в изолированном режиме от объектов распределенной генерации // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ. – 2015. – С. 147-153.

329. Илюшин, П.В. Особенности реализации делительной автоматики на генерирующих установках объектов распределенной генерации // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017» (РЗА-2017), С. 1-8. 25 – 28 апреля 2017, Санкт-Петербург, Россия.

330. Илюшин, П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2011. – № 4. – С. 19-25.

331. Нудельман, Г.С. Совершенствование делительной автоматики по напряжению для электростанций распределённой энергетики / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Сборник докладов Международной конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017». 2017, Санкт-Петербург, Россия.

332. Белослудцев, К.А. Возможные пути развития аварий, вызванных большим дефицитом мощности / К.А. Белослудцев, Ю.Е. Гуревич // Электрические станции. – 2004. – № 9. – С. 27-31.

333. Бернер, М.С. Проблемы применения аварийной разгрузки больших распределительных сетей / М.С. Бернер, Г.Л. Брухис, Ю.Е. Гуревич, Ю.Н. Кучеров // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2008. – № 5. – С. 12-19.

334. Илюшин, П.В. Режимные особенности реализации делительной ав-

томатики на объектах распределенной генерации // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2018. – С. 18-27.

335. Илюшин, П.В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6-10 кВ // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2011. – № 6. – С. 23-27.

336. Илюшин, П.В. Особенности интеграции малых распределительных ТЭЦ в энергосистему / Ю.Н. Кучеров, Ю.Г. Федоров, Д.Н. Ярош, П.В. Илюшин, А.З. Жук, Ю.А. Зейгарник, С.А. Некрасов, Ф.В. Веселов, С.П. Филиппов // Академия энергетики. – 2014. – № 6 (62). – С.36-41.

337. ГОСТ Р 58058-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования. – М.: Стандартинформ, 2018.

338. 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.2018.59857.

339. Патент на изобретение № 2692054 Российская Федерация, МПК Н02Ј 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов и делительной автоматики в электрических сетях / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Опубл. 20.06.2019, Бюл. № 17.

340. Ядыкин, И.Б. Новые технологии автоматизации в интеллектуальных энергетических системах России // Сборник: Труды международной научно-практической конференции «Передовые информационные технологии, средства и системы автоматизации и их внедрение на российских предприятиях», AITA-2011. – 2011. – С. 187-201.

341. Илюшин, П.В. Влияние объектов распределенной генерации на построение схем РЗА и выбор алгоритмов устройств противоаварийной автоматики распределительных сетей // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2014. – № 5. – С. 31-40.

342. Илюшин, П.В. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с объектами распределенной генерации // Сборник до-

кладов международной научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017» (РЗА-2017), С. 1-8, 25 – 28 апреля 2017, Санкт-Петербург, Россия.

343. Куликов, А.Л. Принципы автоматического расчёта параметров срабатывания релейной защиты относительной селективности для распределительных сетей / А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин, П.В. Илюшин // Электрические станции. – 2019. – № 3. – С. 45-55.

344. 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. Vol. 51, № 6, March, 2018. PP. 713-718. doi: 10.1007/s10749-018-0898-0.

345. Куликов, А.Л. Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределённого генерирования электроэнергии / А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин, П.В. Илюшин // Электрические станции. – 2019. – № 7. – С. 50-56.

346. Илюшин, П.В. Подходы к решению задач РЗА и ПА при подключении к электрической сети объектов распределенной генерации // Релейщик. – 2014. – № 4. – С. 52-59.

347. Илюшин, П.В. Проблемные вопросы и перспективы применения цифровых устройств РЗА и ПА в электроэнергетике // Релейная защита и автоматизация. – 2014. – №1 (14). – С. 42-50.

348. Суслов, К.В. Проблемы функционирования изолированных систем электроснабжения России // Сборник: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Под общей редакцией В.В. Федчишина. – 2012. – С. 444-449.

349. Шарыгин, М.В. Оценка последствий отключений потребителей электроэнергии. Методы и модели. – Нижний Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева, 2014. – 202 с.

350. Илюшин, П.В. Подходы к обеспечению динамической устойчивости по напряжению ответственной нагрузки промышленных предприятий / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, ИСЭМ СО РАН. – 2017. – С. 338-347.

351. Илюшин, П.В. Использование современных подходов в контроле

технического состояния цифровых устройств РЗА и ПА для повышения надежности работы распределительных электрических сетей» // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск. – 2015. – С. 126-135.

352. Илюшин, П.В. Анализ эффективности технических решений по обеспечению динамической устойчивости нагрузки по напряжению / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Энергетик. – 2017. – №12. – С. 11-15.

353. Илюшин, П.В. Перспективные направления в выборе и реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики» // Сборник тезисов докладов ІІ-ой Международной научно-практической конференции «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России», РЕЛАВЭКС-ПО-2013. 22 – 25 апреля, 2013, Чебоксары, Россия. – С. 34-35.

354. Илюшин, П.В. Современные подходы к выбору управляющих воздействий противоаварийной автоматики // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2014. – № 2. – С. 31-34.

355. Алексеев, Б.А. Применение накопителей энергии в энергетике // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2005. – № 1. – С. 42-46.

356. Бурман, А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 336 с.

357. Глускин, И.З. Сверхпроводниковые токоограничивающие устройства и накопители энергии для электроэнергетических систем / И.З. Глускин, Г.А. Дмитриева, М.Ш. Мисриханов, В.Г. Наровлянский, И.В. Якимец. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 373 с.

358. Петропавловский, Ю. Современные полупроводниковые приборы на основе карбида кремния фирмы ROHM Semiconductor // Компоненты и технологии. – 2011. – № 4. – С. 108-112.

359. Воропай, Н.И. Адаптивные алгоритмы автоматики распределённого отключения нагрузки / Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, Б.Н. Каратаев, Е.А. Новиков, А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий // Электрические станции. – 2016. – №11. – С. 27-35.

360. Илюшин, П.В. Расширение области допустимых режимов генерирующих установок объектов распределённой генерации при провалах напряжения

// Кибернетика энергетических систем: Сборник материалов XXXX научного семинара по тематике «Электроснабжение», г. Новочеркасск, 25-26 сентября 2018 / Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: ЮРГПУ(НПИ). – 2018. – С. 3-13.

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

362. Патент на изобретение № 2576652 Российская Федерация, МПК Н02Р 9/08. Способ управления переходными электромеханическими процессами в электроэнергетических системах / П.В. Илюшин, В.А. Макеечев, О.А. Суханов. – Опубл. 10.03.2016, Бюл. № 7.

363. Илюшин, П.В. Комплексные энергетические обследования – основа для обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей // Энергонадзор. – 2018. –№ 3. – С. 11-13.

364. Илюшин, П.В. Комплексное моделирование электрических режимов в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий с собственной генерацией // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 4 (135). – С. 122-135.

365. Воропай, Н.И. О некоторых подходах к построению систем противоаварийной автоматики нового поколения / Н.И. Воропай, И.Б. Ядыкин // Сборник докладов: Релейная защита и автоматика энергосистем XXII конференции. – 2014. – С. 223-227.

366. Илюшин, П.В. Совершенствование противоаварийного управления распределительными сетями с учетом внедрения объектов распределенной генерации // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 64. Иркутск. – 2014. – С. 47-56.

367. Илюшин, П.В. Особенности организации противоаварийного управления электроэнергетическими режимами микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН. – 2017. – С. 222-231.

368. 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.

369. 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.

370. Ilyushin, P.V. Creation of distributed system for solution of planning and dispatching problems in European interconnection / P.V. Ilyushin, V.A. Makeechev, Y.V. Sharov, O.A. Soukhanov // Sixth International OPAL-RT Users Conference REALTIME 2013, pp. 1-6, April 22 – 23, 2013, Lyon, France.

371. Илюшин, П.В. Анализ влияния распределенной генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2018. – С. 237-246.

372. 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.

373. 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 (30). – С. 20-27.

374. Илюшин, П.В. Совершенствование алгоритма работы автоматики ограничения перегрузки оборудования при интеграции с системами мониторинга и диагностики силовых трансформаторов // Релейная защита и автоматизация. – 2014. – № 3. – С. 44-49.

375. Илюшин, П.В. Использование мобильных электростанций для противоаварийного управления в энергосистемах / В.Е. Жмурко, П.В. Илюшин, Л.Н. Кандауров, М.А. Хвощинская // Сборник научных докладов ОАО «Институт «Энергосетьпроект» – «Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы». – Иваново. – 2012. – С. 145-159.

376. Илюшин, П.В. Использование коэффициента запаса по приращению нагрузки для планирования и ведения режима работы распределительной сети // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Выпуск 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ. – 2015. – С. 154-161.

377. Илюшин, П.В. Возможности и перспективы применения УСВИ в энергорайонах с распределенными источниками энергии / П.В. Илюшин, А.В. Мокеев, В.Г. Наровлянский // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2018. – С. 28-37.

378. 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.

379. 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.

380. Арцишевский, Я.Л. Адаптация АЧР к переменному уровню ответственности электроприёмников 0,4 кВ / Я.Л. Арцишевский, Б.М. Гиёев // Энергетик. – 2017. – № 5. – С. 18-21.

381. Арцишевский, Я.Л. Эффективность АЧР с передачей команд на отключение электроприёмников 0,4 кВ / Я.Л. Арцишевский, Б.М. Гиёев // Известия вузов. Электромеханика. – 2017. – № 6. – С. 37-44.

382. 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.

383. Горькаева, Е.Ю. Применение адаптивной автоматической частотной разгрузки в энергосистеме // Сборник: Технические науки: теория и практика. Материалы IV Международной научной конференции. – 2018. – С. 25-27.

384. Вахитов, А.Х. Управление электрической нагрузкой потребителей энергии с помощью автоматической частотной разгрузки / А.Х. Вахитов, М.Р. Минлибаев // Научный альманах. – 2015. – № 11-3 (13). – С. 61-63.

385. 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.

386. Патент на изобретение № 2690667 Российская Федерация, МПК

Н02Ј 3/24. Способ автоматической частотной разгрузки энергорайона / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Опубл. 05.06.2019, Бюл. № 16.

387. 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 (34). – С. 55-65.

388. ГОСТ Р 58085-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Нормы и требования. – М.: Стандартинформ, 2018.

389. Коган, Ф.Л. Особенности мощных турбогенераторов и недопустимые для них режимы / Ф.Л. Коган, Ю.Г. Шакарян, П.В. Сокур // Электрические станции. – 2018. – № 5. – С. 22-26.

390. Веников, В.А. Кибернетические модели электрических систем / В.А. Веников, О.А. Суханов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 328 с.

391. Суханов, О.А. Иерархические модели в анализе и управлении режимами электроэнергетических систем / О.А. Суханов, Ю.В. Шаров. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 312 с.

392. Илюшин, П.В. Проблемные вопросы и опыт эксплуатации кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена в распределительном сетевом комплексе // Энергоэксперт. – 2012. – № 2. – С. 72-75.

393. Дмитриев, М.В. Выбор параметров загруженности кабельных линий 110-500 кВ // Новости Электротехники. – 2015. – № 1(91). – С. 28-31.

394. Дмитриев, М.В. Выбор оборудования 6-500 кВ с учетом перегрузок // Новости Электротехники. – 2015. – № 2(92). – С. 32-34.

395. Дмитриев, М.В. Система поправочных коэффициентов при выборе кабелей // Электроэнергия: передача и распределение. – 2017. – № 4(43). – С. 84-90.

396. МЭК 60853-2 «Кабели. Расчет циклических и аварийных токовых нагрузок. Часть 2. Циклические нагрузки на напряжение свыше 18/30(36) кВ и критические нагрузки кабелей на любые напряжения», 1989.

397. СТО 56947007-29.060.20.072-2011 «Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» // Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС», Москва, 2011.

398. Методические указания по выбору логики действия и уставок сраба-

тывания автоматики ограничения перегрузки оборудования // АО «СО ЕЭС», Москва, 2008.

399. Патент на изобретение № 2680816 Российская Федерация, МПК Н02Н 5/04. Способ ограничения перегрузки кабельной линии электропередачи / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Опубл. 27.02.2019, Бюл. № 6.

400. Патент на полезную модель № 181981 Российская Федерация, МПК Н02Н 5/04. Устройство автоматического ограничения перегрузки высоковольтной кабельной линии электропередачи / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Опубл. 31.07.2018, Бюл. № 22.

401. 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.

402. Илюшин, П.В. Опыт разработки технологических алгоритмов и внедрения устройств автоматического ограничения перегрузки линий / Г.Л. Брухис, В.А. Воронин, П.В. Илюшин, Н.А. Селезнева // Сборник научных докладов ОАО «Институт «Энергосетьпроект» – «Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы». Иваново. – 2012. – С. 131-144.

403. 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.

404. Илюшин, П.В. Анализ эффективности алгоритма работы автоматики ограничения перегрузки линий / П.В. Илюшин, А.Ю. Хостанцев, А.Г. Шенкман, А.Д. Шмелькин // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 2 (11). – С. 52-56.

405. ГОСТ 11677-85. «Трансформаторы силовые. Общие технические условия». – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002.

406. МЭК 60076-2. «Трансформаторы силовые. Часть 2. Повышение температуры трансформаторов с жидким диэлектриком», 2011.

407. ГОСТ 14209-97. «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов», 1997.

408. МЭК-60354 «Трансформаторы силовые масляные. Руководство по нагрузке», 1991.

409. Илюшин, П.В. Интеграция систем мониторинга и диагностики силовых трансформаторов в устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) для повышения надежности электроснабжения потребителей /

Л.А. Дарьян, П.В. Илюшин // Сборник докладов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Выпуск 65, Иркутск. – 2015. – С. 136-145.

410. Патент на полезную модель № 185478 Российская Федерация, МПК Н02Н 3/08. Устройство для автоматического ограничения перегрузки трансформатора / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Опубл. 06.12.2018, Бюл. № 34.

411. Ilyushin, P.V. Features of gas turbine and gas-piston gentrator units and spesial requirements for them / P.V. Ilyushin, Yu.E. Gurevich // CIGRE Session 44. August 27-31, 2012, Paris, France. – pp. 1-6.

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

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

414. Илюшин, П.В. О системах автоматического регулирования возбуждения генерирующих установок объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, К.В. Перевалов // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 4 (25). – С. 23-27.

415. Патент на изобретение № 2694070 Российская Федерация, МПК Н02Ј 9/00. Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Опубл. 09.07.2019, Бюл. № 19.

416. Патент на изобретение № 2692758 Российская Федерация, МПК Н02Ј 9/06, Н02Ј 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. – Опубл. 27.06.2019, Бюл. № 18.

417. Патент на полезную модель № 187429 Российская Федерация, МПК Н02Ј 9/06. Устройство управления электроснабжением энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Опубл. 06.03.2019, Бюл. № 7.

418. Патент на полезную модель № 188256 Российская Федерация, МПК H02J 9/06. Устройство управления электроснабжением промышленного энерго-

района с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Опубл. 04.04.2019, Бюл. № 10.

419. Перевалов, К.В. Особенности участия объектов распределенной генерации в регулировании напряжения / К.В. Перевалов, П.В. Илюшин // Сборник: «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017». Материалы VIII Международной научно-технической конференции. – 2017. – С. 68-71.

420. Илюшин, П.В. Анализ допустимости применения модулей согласования нагрузки на генерирующих установках объектов распределенной генерации при их работе в изолированном режиме / П.В. Илюшин, Ю.Е. Гуревич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев – Сыктывкар: Издательство ООО «Коми республиканская типография». – 2016. – С. 81-89.

421. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Утверждены Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 (ред. от 13.08.2018).

422. Ilyushin, P.V. Features of small dispersed CHP integration into the power system / P.V. Ilyushin, Yu.G. Fedorov, S.P. Filippov, Yu.N. Kucherov, 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.

423. Илюшин, П.В. Разработка схем выдачи мощности объектов распределительной генерации с учетом особенностей современных генерирующих установок // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 2 (53). – С. 28-35.

424. Илюшин, П.В. Анализ результатов проведения обследований сетей внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий / П.В. Илюшин, А.Н. Назарычев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Выпуск 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН. – 2017. – С. 525-534.

425. Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America. January 1. 2007. North American Electric Reliability Council.

426. Кучеров, Ю.Н. Проблемы обеспечения безопасности потребителей и объектов электроэнергетики при нарушениях работы энергосистемы / Ю.Н. Кучеров, Ю.Е. Гуревич // Энергетик. – 2007. – № 8. – С 8-12.

427. Приказ Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290 «Об утверждении правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», зарегистрирован в Минюсте России 9 августа 2013 г., № 29348.

428. Шарыгин, М.В. Статистические методы распознавания режимов в релейной защите и автоматике сетей электроснабжения / М.В. Шарыгин, А.Л. Куликов // Электрические станции. – 2018. – № 2. – С. 32-39.

429. Бовыкин, В.Н. Эффективные решения по автоматизации подстанций / В.Н. Бовыкин, А.В. Мокеев // Автоматизация и IT в энергетике. – 2017. – № 9 (98). – С. 15-20.

430. Мокеев, А.В Повышение надежности и эффективности работы энергосистем на основе технологии синхронизированных векторных измерении // Электричество. – 2018. – № 3. – С. 4-10.

431. Илюшин, П.В. Подходы к созданию систем управления микроэнергосистем / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 3 (24). – С. 39-45.

432. Ilyushin, P.V. Applying the algorithm of driving an operation point of distribution network with dispersed generation back to the feasible domain // International Seminar on Lear ning from Differences in Energy Sector. Proceedings. Edited by A. Nazarychev and M. Huhtinen. – Saint-Petersburg, Kotka: PEIPK, KYAMK. – 2016. – 108 p., – pp. 32-42.

433. 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 (36).

434. Осак, А.Б. Кибербезопасность объектов электроэнергетики, как фактор надежности ЭЭС / А.Б. Осак, А.Б. Панасецкий, Е.Я. Бузина // Сборник: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Актуальные проблемы надежности систем энергетики. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. – 2015. – С. 258-264.

435. Папков, Б.В. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике / Б.В. Папков, А.Л. Куликов, В.Л. Осокин. – Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 80 с.

Приложение 1 Акты внедрения



ПАО «Московская объединенная электросетевая компания» Российская Федерация, 115114, г. Москва, 2-й Павелецкий проезд, д. 3, стр. 2 Тел.: 8 (495) 652 4070, 8 (495) 363 4070, факс: 8 (499) 951 0650 www.moeskr.u.e-mail: <u>clanel @moesk.u</u> OKПО 75273098, OГРН 1057746555811, ИНН 5036065113, КПП 997450001

_ OT _

По месту требования

25.04.20172 Nº 11-04-388/10000 / UB-S64

О внедрении устройств ПА на объектах ПАО «МОЭСК»

Ha №

В соответствии с письмом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 03.08.2007 №211-22-17-27-4775 о первоочередных мероприятиях по повышению управляемости электроэнергетическим режимом работы Московской энергосистемы в 2007 – 2009 годах в ОАО «МОЭСК» было организовано выполнение работ по внедрению следующих устройств и комплексов противоаварийной автоматики на электросетевых объектах ОАО «МОЭСК»:

 автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН), предназначенная для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок снижения напряжения.

– автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО), предназначенная для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки линий электропередачи и оборудования.

Работы по разработке проектов АОСН, АОПО и внедрению вышеуказанных устройств и комплексов противоаварийной автоматики в ОАО «МОЭСК» проводились под научным руководством к.т.н. Илюшина Павла Владимировича.

В рамках данной работы в эксплуатацию были введены следующие устройства и комплексы противоаварийного управления:

1. Автоматика ограничения снижения напряжения на 26 (двадцати шести) ПС 110 кВ ОАО «МОЭСК» №111 «Тушино», №686 «Эра», №334 «Немчиновка», №434 «Малаховка», №176 «Хлебниково», №325 «Луговая», №824 «Юрьево», №610 «Орево», №669 «Рогачево», №803 «Юркино-2», №129 «Талдом - 1», № 367 «Талдом - 2», №555 «Игнатово», №152 «Экран», №169 «Константиново», №160 «Перемилово», №420 «Долгопрудная», №429 «Шереметьево», №664 «Аксаково», №252 «Передельцы», №731 «Тропарево», №426 «Марьино», №781 «Леоново», №494 «Десна», №687 «Летово», №776 «Юбилейная».

При снижении напряжения на системе(-ax) шин ПС 110 кВ ниже допустимого уровня (0,77 U_{ном.} = 85 кВ) формируется(-ются) команда(-ы) на

отключение очередей нагрузки присоединений ПС, питающихся от данной системы(-м) шин, для ввода режима ПС в допустимую область по напряжению. Устройства АОСН, с учетом выбранных алгоритмов работы, позволяют содействовать предотвращению возникновения «лавины» напряжения, минимального объема отключаемых потребителей путем обеспечению автоматического отключения количества потребителей, необходимого для восстановления напряжения до допустимого уровня, а также обеспечению минимальной продолжительности перерыва электроснабжения потребителей путем автоматического повторного включения отключенных потребителей после восстановления напряжения до заданного уровня.

2. Комплексная система обеспечения надежности и противоаварийного управления ОАО «МОЭСК» на ПС 110 кВ №267 «Черемушки», ПС 110 кВ №50 «Зюзино», ПС 110 кВ №630 «Нагорная» (транзит 110 кВ ТЭЦ-20 – Черемушки – Южная).

Наиболее эффективными управляющими воздействиями комплекса АОПО явились отключение выключателя 110 кВ автотрансформатора АТ-6 220/110/10 кВ блока ТГ-6 на ТЭЦ-20 (в результате чего вся мощность блока ТГ-6 выдается на шины 220 кВ, а передаваемая мощность по КВЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Черёмушки 1,2 снижается), а также отключение нагрузки (фидеров 10 кВ) на ПС 110/10 кВ Черемушки и на ПС 110/10 кВ Зюзино, обеспечивая тем самым ограничение токовой (термической) перегрузки транзита 110 кВ.

3. Комплексная система обеспечения надежности и противоаварийного управления ОАО «МОЭСК» на ПС 110 кВ №713 «Вернадская» (транзит 110 кВ ТЭЦ-20 – Семеновская – Вернадская – Очаково).

Наиболее эффективными управляющими воздействиями комплекса АОПО явились отключение выключателя 110 кВ автотрансформатора АТ-7 220/110/10 кВ блока ТГ-7 на ТЭЦ-20 (в результате чего вся блока ТГ-7 выдается на шины 220 кВ, а передаваемая мощность по КВЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Семеновская – Вернадская 1,2 снижается) а также отключение нагрузки (фидеров 10 кВ) на ПС 110/10 кВ Вернадская, обеспечивая тем самым ограничение токовой (термической) перегрузки транзита 110 кВ.

Под научным руководством к.т.н. Илюшина Павла Владимировича в ОАО «МОЭСК» были разработаны следующие нормативно-технические документы по вышеуказанным устройствам и комплексам противоаварийной автоматики:

1. Инструкция по режиму работы и оперативно-технологическому обслуживанию устройств автоматики ограничения снижения напряжения (AOCH) на ПС-110 кВ ОАО «МОЭСК».

2. Типовая инструкция по эксплуатации устройств автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) на ПС-110 кВ ОАО «МОЭСК».

3. Программа приемо-сдаточных испытаний устройств АОСН.

4. Инструкция по режиму работы и оперативно-технологическому обслуживанию комплексов автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) транзитов 110 кВ ОАО «МОЭСК».

5. Типовая инструкция по эксплуатации комплексов автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) транзитов 110 кВ ОАО «МОЭСК».

6. Программа приемо-сдаточных испытаний комплексов АОПО.

До момента принятия решения Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ о выводе устройств и комплексов ПА в резерв, в связи с улучшением схемнорежимной ситуации в Московской энергосистеме к ОЗП 2014-2015 гг., устройства и комплексы противоаварийной автоматики АОСН и АОПО находились в работе, обеспечивая необходимый уровень управляемости электроэнергетическим режимом работы Московской энергосистемы и обеспечивая надежное электроснабжение электроприемников особо ответственных и социально-значимых потребителей.

Slleeeer Первый заместитель генерального директора -Главный инженер В.Е. Иванов

Д.И. Догадкин +7 (495) 363-40-70 (16-95) AO P3C

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

630005, г. Новосибирск, ул. С. Шамшиных, 80, тел. (383) 289-45-60, факс (383) 289-39-59, e-mail: info@eseti.ru Получатель АО «РЭС» р/счет 40702810703290002638 в Филиале "Газпромбанк" (Акционерное общество) «Западно-Сибирский» к/счет 30101810400000000783 в Сибирском ГУ Банка России, ИНН 5406291470, КПП 775050001, БИК 045004783

OT 20.03.2019№ P. JC-2544

По месту требования

Об использовании результатов диссертационного исследования

Настоящим письмом Акционерное общество «Региональные электрические сети» (АО «РЭС») подтверждает, что при организации своей производственной деятельности использует отдельные результаты диссертационного исследования Илюшина Павла Владимировича по теме: «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, которые опубликованы в открытых источниках (научно-технических журналах, книгах, сборниках докладов и тезисов конференций), в части:

- 1. Методических рекомендаций по совершенствованию алгоритмов работы и адаптации параметров настройки устройств автоматики энергосистем к функционированию в энергорайонах с объектами РГ.
- Предложенных подходов к формированию основных и дополнительных технических требований к генерирующим установкам объектов РГ для всей линейки применяемых мощностей при технологическом присоединении к электрическим сетям.
- Методических рекомендаций по выполнению комплексных расчетов электрических режимов в распределительных сетях с объектами РГ, с учетом возможных схемнорежимных ситуаций.

И.о. генерального директора



А.В. Шабалин

Рагозин С.В. 289-45-93

Акционерзар йәмғиәте «Башҡортостан электр селтәрҙәре компанияћы»

450096, Өфө калаһы, Комсомол ур., 126 Тел. +7 347 279 73 59 secr@bashkirenergo.ru



ОКПО 12690279: OFPH 1120280043036: ИHH 0276143694.

Акционерное общество «Башкирская электросетевая компания»

450096, г. Уфа, ул. Комсомольская, 126 Тел. +7 347 279 73 59 secr@bashkirenergo.ru

22.03.209No 57/1.16-7-1129

По месту требования

Об использовании результатов диссертационной работы

Настоящим письмом Акционерное общество «Башкирская электросетевая компания» (АО «БЭСК») подтверждает, что при организации производственной деятельности используются отдельные результаты диссертационной работы «Методы средства Павла Владимировича по теме И Илюшина автоматики управления режимами особенностям совершенствования К энергорайонов с распределенной генерацией», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, опубликованные в открытых источниках (журналах, книгах, сборниках докладов и тезисов конференций, монографиях и т.п.), а именно:

- подходы к формированию основных и дополнительных технических требований к генерирующим установкам (ГУ) объектов распределенной генерации (РГ) для всей линейки применяемых мощностей;

- методические рекомендации по разработке схем выдачи мощности объектов РГ, включающие особенности выполнения комплексных расчетов электрических режимов;

- методические рекомендации по адаптации алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем к работе в энергорайонах с объектами РГ.

Заместитель Генерального директора -Технический директор

Ренин Р.А. Ишмаев

Исп.Елизарьев А.Ю. (347)279-74-40

009745



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ» (ПАО «НК «Роснефть»)

По месту требования

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г.Москва, 117997 Тел: (499) 517-88-99, факс: (499) 517-72-35 е-mail: postman@rosenfr.ru, http://www.rosneft.ru 0КПО 00044428, 0ГРН 1027700043502, ИНИ/КПП 7706107510/997150001 15.03.2019 № 35-14868

на №_____от____от____ Об использовании результатов диссертационной работы

Департамент энергетики ПАО «НК «Роснефть» подтверждает, что при организации производственной деятельности служб главного энергетика в Обществах группы Компании используются отдельные результаты диссертационной работы Илюшина Павла Владимировича по теме «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, опубликованные в открытых источниках (журналах, книгах, сборниках докладов конференций), а именно:

 методические рекомендации по адаптации алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем к работе в промышленных энергорайонах с объектами распределенной генерации (РГ);

 разработанный метод расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ при внешних возмущениях для предотвращения их излишних отключений за счет применения системы независимого управления накопителем электрической энергии по активной и реактивной мощности;

методические рекомендации по разработке схем выдачи мощности объектов РГ в сети внутреннего электроснабжения промышленных энергорайонов, с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки;

 разработанный способ реализации многопараметрической делительной автоматики энергорайонов с объектами РГ для их выделения в островной режим с целью обеспечения надежной работы ГУ и электроснабжения потребителей.

Заместитель директора Департамента энергетики

С.Н. Томкин

Исп. Лазарев Сергей Николаевич Тел. 8 (499) 517-88-88 доп. 6-34-32

нипом

Адрес: 606000, Россия, Нижегородская обл. г. Дзержинск, ул. Зеленая, 10 Телефон: +7 800 100 43 44

e-mail: office@nipom.ru http: www.nipom.ru

УТВЕРЖДАЮ Генеральный директор O «HIMHOM» 02520 И.В. Леонтьев 2019 г.

АКТ внедрения результатов разработки

Настоящим актом АО «Научно-исследовательское предприятие общего машиностроения» (АО НИПОМ) подтверждает, что в работах по договору №11-11/13 от 11.11.2013 г. и дополнительному соглашению №1 от 02.11.2015 г. к договору №11-11/13 от 11.11.2013 г., заключенным между АО «НИПОМ» и ООО «НПП АЛИМП», были внедрены в производство следующие разработки:

 Программно-аппаратные решения по комплексу автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами распределенной генерации.

 Методы оценки параметров режима в условиях быстрых переходных процессах с флуктуациями в энергорайонах с объектами распределенной генерации на основе методов максимального правдоподобия и дискриминаторного.

 Алгоритмы последовательного принятия решений автоматикой управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с использованием процедуры Вальда.

Указанные разработки позволили реализовать комплекс автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами распределенной генерации в кибербезопасном исполнении с поддержкой стандарта связи МЭК 61850, позволяющий идентифицировать режимные области с высокой точностью и повышенным быстродействием.

Директор

Управления перспективных разработок АО «НИПОМ»

В.М. Зинин

АО «НИПОМ» (Акционерное общество «Научно-исследовательское предприятие общего машиностроения») ИНН 5249058696, КПП 524901001, ОКПО 57170176, ОГРН 1025201754600

УТВЕРЖДАЮ Генеральный директор ООО «НПП АЛИМП» Терехин 2019

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования

Настоящим актом Общество с ограниченной ответственностью «Научнопроизводственное предприятие АЛИМП» подтверждает, что при выполнении работ по договорам №03-06/14 от 03.06.2014 г., а также №11-11/13 от 11.11.2013 г. и дополнительному соглашению № 1 от 02.11.2015 г. к договору № 11-11/13 от 11.11.2013 г. между ООО «НПП АЛИМП» и АО «НИПОМ» были использованы отдельные результаты диссертационного исследования, представленного на соискание ученой степени доктора технических наук, Илюшина Павла Владимировича, проректора по научной работе ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации», по теме «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией».

В процессе выполнения работ были использованы:

– адаптивный алгоритм АЧР, позволяющий точно выявлять режимные области, где помимо снижения частоты фиксируется снижение напряжения с различной глубиной, обусловленное структурой нагрузки и величиной начального дефицита активной мощности, с целью минимизации объемов разгрузки и предотвращения возможности возникновения лавины частоты и напряжения в энергорайоне;

 адаптивный алгоритм АОСН, позволяющий использовать информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети, данные от блоков КПР и результаты комплексных расчетов режимов с целью минимизации объемов разгрузки и обеспечения надежного электроснабжения максимально возможного числа электроприемников;

– адаптивный алгоритм АОПО КЛ, позволяющий за счет интеграции с системой мониторинга температуры фаз КЛ осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния и полностью использовать перегрузочную способность с целью отказа от разгрузки или

минимизации ее объемов;

 адаптивный алгоритм АОПО силового трансформатора, позволяющий за счет интеграции с системой температурного мониторинга обмоток осуществлять выбор параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния и полностью использовать перегрузочную способность с целью отказа от разгрузки или минимизации ее•объемов;

– адаптивный алгоритм линейного и секционного ABP, использующий пусковые органы по напряжению и частоте, информацию о схемно-режимной ситуации в прилегающей сети и результаты комплексных расчетов режимов, блокирующие органы по углу и величине располагаемой мощности резервного ввода для снижения длительности перерывов электроснабжения и предотвращения повреждений ГУ от несинхронных включений;

многопараметрической делительной автоматики алгоритм энергорайонов с объектами РГ, позволяющий обеспечить успешное выделение энергорайона как превентивно по параметрам режима, так и при непреднамеренном отключении линий связи с энергосистемой, что, благодаря и реализации оптимальных управляющих быстродействию выделения воздействий дает возможность отказаться от дополнительной разгрузки, обеспечив надежное электроснабжение потребителей энергорайона в островном режиме работы. ·* . ****

Вид внедрения:

1. Программно-аппаратные решения по комплексу автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами распределенной генерации.

2. Техническая документация к комплексу автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами распределенной генерации.

1 - 47 (Car +

· later +

Научный руководитель направления «Релейная защита и противоаварийная автоматика» Доктор технических наук, доцент

М.В. Шарыгин

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ИНСПЕКЦИЯ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» По месту требования

Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3, Москва, Россия, 109074 Тел./факс: (495) 727-38-76 E-mail: post@ti-ees.ru OKПO 74934617, OГPH 1045403224679 ИНН/КПП 5407270810/770501001

30.03,2017 Nº 5/H

OT

Ha №

О внедрении результатов научной деятельности к.т.н. Илюшина П.В.

В рамках выполнения работ по созданию Системы контроля технического состояния оборудования объектов электроэнергетики (СКТС) и обеспечения методического сопровождения контроля за техническим состоянием новых типов оборудования объектов электроэнергетики по поручению Минэнерго России в 2015-2016 г.г. под научным руководством к.т.н. Илюшина Павла Владимировича в АО «Техническая инспекция ЕЭС» были разработаны следующие методические документы:

1. Программа тематической проверки технического состояния оборудования, организации технического обслуживания и ремонта газотурбинных генерирующих установок (ГТУ).

2. Программа тематической проверки технического состояния оборудования, организации технического обслуживания и ремонта газопоршневых генерирующих установок (ГПУ).

3. Программа тематической проверки технического состояния оборудования, организации технического обслуживания и ремонта оборудования солнечных электростанций (СЭС).

4. Программа тематической проверки технического состояния оборудования, организации технического обслуживания и ремонта оборудования ветряных электростанций (ВЭС).

5. Методические рекомендации по оценке системы организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта газотурбинных генерирующих установок (ГТУ).

6. Методические рекомендации по оценке системы организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта газопоршневых генерирующих установок (ГПУ).

7. Методические рекомендации по оценке системы организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта оборудования солнечных электростанций (СЭС).

 Методические рекомендации по оценке системы организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта оборудования ветряных электростанций (ВЭС).

9. Методические рекомендации по оценке системы организации эксплуатации сетей внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей первой категории надежности, включая особую группу, с анализом обоснованности принятия проектных технических решений.

Все разработанные вышеуказанные методические документы рассмотрены и согласованы Департаментом оперативного контроля и управления в электроэнергетике Минэнерго России соответствующими письмами.

Разработанные программы тематических проверок (п.1-п.4) и методические рекомендации (п.5-п.8) в настоящее время используются экспертами AO «Техническая инспекция ЕЭС» как при проведении технических аудитов на электростанциях с возобновляемыми источниками энергии (СЭС, ВЭС), а также тепловых электростанциях с ГТУ и ГПУ, так и при проведении плановых и внеплановых выездных проверок, организуемых Минэнерго России.

Разработанные под научным руководством Илюшина Павла Владимировича методические рекомендации (п.9) в настоящее время используются экспертами АО «Техническая инспекция ЕЭС» при проведении энергетических аудитов сетей внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей первой категории надежности, включая особую группу, к которым относятся промышленные предприятия, а также социально-значимые и особо ответственные инфраструктурные объекты.

В 2016-2017 г.г. в АО «Техническая инспекция ЕЭС» на основании методических рекомендаций (п.5-п.9) были разработаны соответствующие стандарты организации (СТО), которые введены приказами в качестве внутренних нормативно-технических документов Общества.

Первый заместитель Генерального директора Исполнительный директор

Д.А. Ивановский тел.: (495) 727-38-76, доб. 2082 П.В. Хинкин

392



14.03.2019 г. №01.01/03-01

По месту требования

Об использовании результатов диссертационного исследования

АССОЦИАЦИЯ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ является в настоящее время одним из динамичных отраслевых союзов России, который объединяет предприятия и организации, осуществляющие свою деятельность в сфере малой распределенной и альтернативной энергетики и смежных отраслях.

Главной стратегической целью Ассоциации является консолидация общих усилий заинтересованных сторон для формирования и развития рынка распределенной и альтернативной энергетики в России. На сегодняшний день Ассоциация объединяет потенциал ведущих предприятий и организаций страны: производителей энергетического оборудования, сетевых, генерирующих и сбытовых компаний, поставщиков топливных ресурсов, проектных, монтажных организаций, а также инвесторов, представителей финансовых институтов, региональных и федеральных органов исполнительной власти, а также бизнес-сообщества.

Ассоциация выступает организатором Международной премии «Малая энергетика – большие достижения», которая проводится с 2013 года и является единственной в мире наградой, которая вручается компаниям и организациям, добившимся значительных показателей и достижений в области малой распределенной и альтернативной энергетики в России и за рубежом.

Ассоциация малой энергетики настоящим письмом подтверждает, что в процессе организации и проведения различного рода научно-практических конференций, семинаров и вебинаров ПО проблемным техническим вопросам интеграции объектов малой распределенной и альтернативной энергетики использовала результаты диссертационного исследования, представленного на соискание ученой степени доктора технических наук, Илюшина Павла Владимировича по теме «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», которые находились в открытых источниках (научных, научно-технических и научно-практических журналах; сборниках докладов и тезисов конференций, монографиях), в части:

1. Подходов к решению проблемных технических вопросов, возникающих при интеграции генерирующих установок объектов распределенной генерации в распределительные электрические сети или сети внутреннего электроснабжения предприятий.



www.energo-union.com

Телефон: 8 351 247 33 99 Email: energo@energo-union.com



2. Предложений по разработке типовых технических требований к генерирующим установками и технических заданий на выполнение проектов схем выдачи мощности объектов распределенной генерации.

3. Методических рекомендаций по проведению комплексных расчетов электрических режимов, позволяющих своевременно выявить возможные риски и принимать обоснованные технические решения для их полного устранения или минимизации влияния до допустимого уровня.

4. Предложений по привлечению генерирующих установок объектов распределенной генерации к участию в реализации алгоритмов противоаварийной и режимной автоматики распределительных сетей, а также в качестве резервных источников электроснабжения на объектах критической инфраструктуры.

5. Рекомендаций по развитию системы национальной стандартизации с учетом международного опыта и особенностей отечественной электроэнергетики для обеспечения надежного функционирования сетевого комплекса России при массовой интеграции распределенных источников энергии, в том числе возобновляемых.

РАЦИ

Председатель Правления Ассоциации малой энергетики

А.И. Ерохин



ww.energo-union.com

Телефон: 8 351 247 33 99 Email: energo@energo-union.com

127473, г. Москва, ул. Делегатская, д. 7, стр. 1 Тел.: (495) 649-18-26. Факс: (495) 649-18-19 E-mail: info@deloros.ru

28.03 2019 Nº 84-07/15



По месту требования

Об использовании результатов диссертационной работы

«Деловая Россия» – общероссийская общественная организация, представляющая интересы частных несырьевых компаний, которые добиваются лидирующих позиций в своих отраслях. Организация, основанная в 2001 году и объединяет более 3 тыс. бизнесменов.

«Деловая Россия» активно продвигает интересы бизнес-сообщества и взаимодействует с органами власти. Члены организации входят в 270 совещательных и экспертных структур федерального и международного уровней. Более 50 представителей «Деловой России» входят в общественные советы при федеральных министерствах и ведомствах. Только с 2013 года по предложениям «Деловой России» дано более 70 поручений Президента РФ и более 100 поручений Председателя Правительства РФ.

«Деловая Россия» деятельно участвует в работе по улучшению инвестиционного климата и совершенствованию регуляторной среды, помогает создавать механизмы поддержки российской промышленности на внешних рынках, способствует привлечению иностранных инвестиций.

Общероссийская общественная организация «Деловая России» настоящим письмом подтверждает, что в процессе организации и проведения круглых столов, конференций и семинаров по актуальным вопросам электроэнергетики, включая проблемные вопросы интеграции объектов малой распределенной и альтернативной энергетики, а также в работе Проектного центра энергоэффективности и строительства использовались результаты диссертационной работы, представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, Илюшина Павла Владимировича по теме «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», которые опубликованы в различных изданиях (научных и научно-технических журналах, сборниках докладов и тезисов конференций, монографиях и т.п.), а именно:

1. Предложения по разработке типовых технических требований к генерирующим установками и технических заданий на выполнение проектов схем выдачи мощности объектов распределенной генерации.

2. Методические рекомендации по проведению комплексных расчетов электрических режимов, позволяющих своевременно выявить возможные риски и принимать обоснованные технические решения для их полного устранения или минимизации влияния до допустимого уровня.

3. Подходы к решению проблемных технических вопросов интеграции генерирующих установок объектов распределенной генерации в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

4. Рекомендации по совершенствованию алгоритмов работы и выбору параметров настройки устройств автоматической частотной разгрузки, автоматики ограничения снижения напряжения, автоматики ограничения перегрузки оборудования в энергорайонах с объектами РГ.

5. Схемные решения для совершенствования устройств линейного и секционного автоматического ввода резерва, с учетом схемно-режимных особенностей энергорайонов с объектами РГ.

Член Генерального совета, Сопредседатель Комитета по энергетике Д.И. Черепанов «Деловой России»


ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ ЛУКОЙЛ - Энергоинжиниринг

No 01-280-CB Data 26.03. 2019

OT

По месту требования

О применении результатов диссертационной работы

на №_

Настоящим письмом Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ–Энергоинжиниринг» подтверждает, что результаты научных исследований, изложенные в диссертационной работе Илюшина Павла Владимировича на тему «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, опубликованные в открытых источниках (журналах, книгах, сборниках докладов и тезисов конференций, монографиях и т.п.), применяются в производственной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ–Энергоинжиниринг», в части:

 рекомендаций по подготовке проектов технических заданий (ТЗ) на разработку схем выдачи мощности объектов распределенной генерации (РГ);

 методических рекомендации по разработке схем выдачи мощности объектов РГ в сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в различных режимах работы (автономный, изолированный и островной);

 подходов к формированию основных и дополнительных технических требований к ГУ объектов РГ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;

 рекомендаций по подготовке проектов ТЗ на закупку ГУ, с учетом основных и дополнительных ТТ, формируемых на основании результатов комплексных расчетов электрических режимов.

Генеральный директор

ma

С.В. Борисенко

Сотников Д.В. +7(495) (495) 620-23-32 66081

Россия, 109028, г. Москва, Покровский бульвар, д.3, стр.1 E-mail:ee@lukoil.com Тел.: +7(495) 620-23-54 Факс: +7(495) 627-80-80

397





WWW.MKS-GROUP.RU

12.03.2019 Nº01.01/03-178

По месту требования

Об использовании результатов диссертационного исследования

Группа компаний «МКС» является ведущим российским производителем электростанций как стационарного, так и блочно-модульного исполнения. За 13 лет реализовала более 45 проектов мини-ТЭС в семи регионах России и за рубежом, суммарной установленной мощностью 202 МВт.

Следует отметить, что Группа компаний «МКС» использует в своей работе современные технические решения, учитывающие индивидуальные требования заказчика и особенности конкретного предприятия, что позволяет реализовывать проекты строительства энергетических объектов на высоком уровне «под ключ». Комплексность реализации проектов и сжатые сроки их исполнения (от 9 до 12 месяцев) достигаются за счет выполнения Группой компаний «МКС» всего комплекса работ от проектирования, строительства, проведения пусковых испытаний и ввода объекта в эксплуатацию, до обеспечения гарантийных обязательств на генерирующее оборудование мини-ТЭС, а также проведения его технического обслуживания и ремонта.

Настоящим письмом Группа компаний «МКС» подтверждает, что при реализации проектов строительства мини-ТЭЦ в период 2014-2018 гг. были использованы результаты диссертационного исследования, представленного на соискание ученой степени доктора технических наук, Илюшина Павла Владимировича по теме «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», которые находились в общедоступных научно-технических изданиях и других публикациях автора, в части:

1. Рекомендаций по подготовке проектов технических заданий на разработку схем выдачи мощности объектов распределенной генерации в сети электроснабжения промышленных энергорайонов.

2. Методических рекомендаций по выполнению комплексных расчетов электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях, включая режим параллельной работы, островной режим и режим автономного электроснабжения.

3. Предложений по совершенствованию и адаптации алгоритмов работы устройств автоматики энергосистем к функционированию в энергорайонах с объектами распределенной генерации.

4. Рекомендаций по адаптации автоматических регуляторов частоты вращения и автоматических регуляторов возбуждения генерирующих установок к особенностям



работы в промышленных энергорайонах.

5. Подходов к формированию основных и дополнительных технических требований к генерирующим установкам объектов распределенной генерации для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Директор Группа компаний «МКС» Исп.: М.С. Неволина Тел.: +7 904 81 35 383

М.А. Загорнов



Общество с ограниченной ответственностью НАУЧНО - ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР «ВИНДЭК»

111020, г.Москва, ул. 2-я Синичкина, 9, стр.2.Тел./Факс (495)916-90-91 доб.41-28. +7-9035646269, +79169305017 E-mail:windec@mail.ru

Исх.№3 от 20 марта 2019 г.

СПРАВКА

об использовании результатов диссертационной работы

Настоящей справкой Общество с Ограниченной Ответственностью «Научноинженерный центр «Виндэк» (ООО «НИЦ «Виндэк») подтверждает, что результаты научных исследований, изложенные в диссертационной работе Илюшина Павла Владимировича на тему «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы», опубликованные в открытых источниках (журналах, книгах, сборниках докладов и тезисов конференций, монографиях и т.п.) использовались в 2014-2018 гг. в производственной деятельности ЗАО «НИЦ «Виндэк»» и ООО НИЦ «Виндэк».

Особый интерес представляют следующие научные исследования и разработки соискателя:

 предложенный подход к обследованию сетей внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ, включая ВИЭ, посредством проведения натурных испытаний и измерений, с целью верификации исходных данных для выполнения расчетов режимов;

– методические рекомендации по разработке схем выдачи мощности объектов РГ, включая ВИЭ, для выполнения комплексных расчетов режимов, с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки, по результатам которых на первом этапе формируются технические требования к ГУ, а на втором оценивается пригодность выбранного вида и типа ГУ для работы в конкретных схемно-режимных условиях;

 предложенный подход к адаптации алгоритмов устройств автоматики управления нормальными и аварийными режимами к особенностям энергорайонов с объектами РГ, включая ВИЭ.

Генеральный директор, к.т.н.,академик РИА



С.В. Грибков

YTBEP KHAIOHOM Генеральный директ 000 Пастиции ительство енеджменВ.В. Жадан 14 марта 2019 г.

АКТ внедрения результатов диссертационной работы

Настояшим Общество С ограниченной актом ответственностью «ИНВЕСТИЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВО МЕНЕДЖМЕНТ» (000)«ИСМ») подтверждает, что в выполненных в 2015-2018 гг. предпроектных проработках, разработанной проектной документации, работах по пусконаладке оборудования объектов распределенной генерации (РГ) генерирующего Тихвинская ТЭЦ, ТЭС-1, -2, -3 в г.Тихвин Ленинградской области были использованы отдельные результаты диссертационной работы Илюшина Павла Владимировича по теме «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, а именно:

 предложенный подход к обследованию сетей внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайонов с объектами РГ, который позволяет верифицировать исходные данные для выполнения комплексных расчетов режимов, посредством проведения натурных испытаний и измерений;

– рекомендации по разработке схем выдачи мощности объектов РГ, которые позволяют выполнять комплексные расчеты режимов с учетом особенностей современных ГУ и нагрузки, по результатам которых на первом этапе формируются технические требований к ГУ для выбора вида и типа ГУ, а на втором оценивается пригодность выбранного вида и типа ГУ для работы в конкретных схемно-режимных условиях;

 предложенный подход к адаптации алгоритмов устройств автоматики управления нормальными и аварийными режимами к особенностям энергорайонов с объектами РГ.

Заместитель Технического директора, к.т.н.

В.А. Хуснутдинов

Хуснутдинов В.А. +7 499 6747051 #1094



Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГАН» ООО «ЭНЕРГАН» ИНН 7842530682 / КПП 784201001 191167 Санкт-Петербург, Невский проспект, дом 151 телефон / факс: 8 (812) 373-9030, 8 (812) 373-9017 mail:<u>info@energan.ru</u>

г. Санкт-Петербург

«2» Марта 2019 г.

АКТ

внедрения результатов диссертационного исследования

Настоящим актом Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГАН» (ООО«ЭНЕРГАН») г. Санкт Петербург, подтверждает, что в выполненных в 2016-2018 гг. работах по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию оборудования объектов распределенной генерации, в том числе на предприятиях муниципальной энергетики, были использованы результаты диссертационного исследования, представленного на соискание ученой степени доктора технических наук, Илюшина Павла Владимировича по теме «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией» в части:

1. Подготовки проектов технических заданий на разработку схем выдачи мощности объектов распределенной генерации в сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий или распределительные электрические сети.

2. Подходов к формированию основных и дополнительных технических требований к генерирующим установкам объектов распределенной генерации для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в островном режиме работы.

3. Подготовки проектов технических заданий на закупку генерирующих установок, с учетом основных и дополнительных технических требований, сформированных на основании разработанных проектов схем выдачи мощности.

4. Формирования запросов к заводам-изготовителям генерирующих установок по предоставлению дополнительной технической информации, необходимой для выполнения комплексных расчетов электрических режимов.

УТВЕРЖДАЮ Генеральный директор ООО «ЭНЕРГАН»

С.В. Бушуев



МИНЭНЕРГО РОССИИ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования "ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ" (ФГАОУ ДПО "ПЭИПК") Авиационная ул., д. 23, Санкт-Петербург, 196135 тел. (812) 708-48-46, 373-61-74, факс 708-48-46; 371-63-53, e-mail: rector@peipk.spb.ru ИНН 7810216025, КПП 781001001, ОГРН 1037821027683

СПРАВКА

об использовании результатов диссертационной работы

Результаты научных исследований, изложенные в диссертационной работе тему «Методы И средства Илюшина Павла Владимировича на совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.14.02 -«Электрические станции и электроэнергетические системы», нашли свое отражение в учебном процессе Петербургского энергетического института повышения квалификации (ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»).

Одной из главных задач, стоящих перед ФГАОУ ДПО «ПЭИПК» современных научно-России, является распространение Минэнерго методических подходов по опережающему технологическому развитию отраслей ТЭК, в том числе по интеллектуализации электроэнергетической системы (ЭЭС) России. Разработка и внедрение современных технологий должны обеспечить повышение надежности, безопасности и эффективности предусмотрено в проекте работы ЭЭС, что управления режимами Энергетической стратегии России на период до 2035 года, в «дорожной карте» «Энерджинет», и в национальном проекте «Интеллектуальная энергетическая система России» (ИЭСР).

В разработанной Концепции проекта ИЭСР, а также «дорожной карте» по его реализации, определена последовательность шагов по поэтапному преобразованию существующей ЭЭС России за счет широкого применения современных технологий накопления электрической энергии, распределенной генерации, в том числе на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), и «умных сетей» (Smart Grids).

Учитывая вышеизложенное, высокую актуальность для слушателей курсов повышения квалификации имеют следующие результаты диссертационной работы Илюшина П.В.:

1. Рекомендации по подготовке проектов технических заданий на разработку схем выдачи мощности объектов распределенной генерации в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения промышленных энергорайонов.

2. Методические рекомендации по выполнению комплексных расчетов электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях, включая режим параллельной работы, островной режим и режим автономного электроснабжения.

3. Предложенные подходы к формированию основных и дополнительных технических требований к генерирующим установкам объектов распределенной генерации для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

4. Методические рекомендации по совершенствованию и адаптации алгоритмов работы устройств автоматики энергосистем к функционированию в энергорайонах с объектами распределенной генерации.

5. Разработанный метод расширения области допустимых режимов ГУ объектов РГ при внешних возмущениях для предотвращения их излишних отключений за счет применения системы независимого управления накопителем электрической энергии по активной и реактивной мощности.

Вышеуказанные результаты научных исследований Илюшина Павла Владимировича, учитывая задачи по внедрению результатов научноисследовательской деятельности в учебный процесс, в настоящее время используются в лекционных и практических занятиях на курсах повышения квалификации научно-образовательного центра «Распределенная энергетика» Федерального государственного автономного образовательного учреждения дополнительного профессионального образования «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»), а также в организуемых конференциях и семинарах для специалистов энергосистем России и ближнего зарубежья.

Ректор ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», д.т.н., профессор, академик АЭН РФ

А.Н. Назарычев



20.02.2019 No

г. Нижний Новгород

О внедрении в учебный процесс результатов диссертации Илюшина П.В., представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, начальник учебно-методического управления ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева» (НГТУ) к.п.н., доцент Ермакова Т.И., директор ИНЭЛ НГТУ к.т.н., доцент Дарьенков А.Б., заведующий кафедрой «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» НГТУ, к.т.н., доцент Севостьянов А. А., составили настоящий акт о том, что материалы диссертационной работы Илюшина П.В. на тему «Методы и средства совершенствования автоматики управления режимами к особенностям энергорайонов с распределенной генерацией» внедрены в учебный процесс кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» ИНЭЛ НГТУ.

Материалы диссертационной работы используются:

 при чтении лекций по курсам «Автоматика энергосистем», «Цифровая обработки сигналов объектов электроэнергетики и энергоснабжения», «Современная релейная защита» для магистрантов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»;

– при подготовке диссертационных работ магистрантов и аспирантов кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника»;

– в методических указаниях к лекциям и практическим занятиям по дисциплинам «Надежность электроснабжения», «Современные проблемы науки и производства в электроэнергетике» для магистратуры по направлению «Электроэнергетика».

Начальник учебно-методического управления НГТУ, к.п.н., доцент

Директор образовательно-научного института электроэнергетики НГТУ

к.т.н., доцент

faces

Т.И. Ермакова

А.Б. Дарьенков

Заведующий кафедрой «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» НГТУ, к.т.н., доцент

А.А. Севостьянов

405

Приложение 2 Патенты на изобретения и полезные модели





⁽¹⁹⁾ RU⁽¹¹⁾ 2 576 652⁽¹³⁾ C1

0

(51) МПК *H02P 9/08* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

	(72) Автор(в).
24) Дата начала отсчета срока действия патента: 11.07.2014	Илюшин Павел Владимирович (RU), Макеечев Василий Алексеевич (RU), Суханов Олег Алексеевич (RU)
Лриоритет(ы): [22) Дата подачи заявки: 11.07.2014 (45) Опубликовано: 10.03.2016 Бюл. № 7	(73) Патентообладатель(и): Суханов Олег Алексеевич (RU)
56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2295817 C1, 20.03.2007. RU 2339144 C1, 20.11.2008. EP 0967365 B1, 30.07.2003.	
Адрес для переписки: 117639, Москва, Балаклавский пр-кт, 3, кв. 449. Суханову О.А.	

(57) Формула изобретения

Способ управления переходными электромеханическими процессами в электроэнергетических системах путем изменения электрической мощности, вырабатываемой генераторами в электроэнергетической системе во время переходного процесса, отличающийся тем, что изменение электрической мощности генераторов осуществляют с помощью введения в схему электроэнергетической системы дополнительных элементов в виде электрических сопротивлений и накопителей энергии, подключаемых через электронные коммутирующие устройства, обеспечивающие изменение во времени по заданному закону величин потребляемых и генерируемых активных мощностей в этих элементах, реализуя заданные траектории движений роторов генераторов, выбираемых из условий устойчивого динамического перехода и оптимизации переходного процесса.

RU 2576652 C1



RU ⁽¹¹⁾ (19)

2 680 816⁽¹³⁾ C1



(51) МПК *H02H 5/04* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) CПК

H02H 5/04 (2018.08); H02H 3/08 (2018.08)

(21)(22) Заявка: 2018119758, 29.05.2018	(72) Автор(ы):
 (24) Дата начала отсчета срока действия патента: 29.05.2018 	Илюшин Пал Куликов Але
Дата регистрации: 27.02.2019	(73) Патентообла Илюшин Па Куликов Але
Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 29.05.2018	(56) Список докум о поиске: RU

(45) Опубликовано: 27.02.2019 Бюл. № 6

Адрес для переписки: 117405, Москва, М-405, Варшавское ш., 143, корп. 1, кв. 110, Борисову Э.В. Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)

(73) Патентообладатель(и): Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 127537 U1, 27.04.2013. RU J

C

N

6

8

0

8

6

C

о поиске: RU 127537 U1, 27.04.2013. RU 155967 U1, 27.10.2015. RU 2503110 C2, 27.12.2013. US 2006221521 A1, 05.10.2006.

(54) Способ ограничения перегрузки кабельной линии электропередачи

(57) Формула изобретения

1. Способ ограничения перегрузки кабельной линии электропередачи, согласно которому проводят измерение температуры и тока в линии электропередачи и формируют сигнал на отключение и включение нагрузки, отличающийся тем, что измерение температуры и тока проводят по каждой из трех фаз кабеля, задаются уставки по температуре и току в виде нижнего длительно допустимого и верхнего аварийно допустимого предельных уровней и соответствующие им допустимые времена нахождения температуры и/или тока выше нижнего длительно допустимого и выше верхнего аварийно допустимого предельных уровней, а сигнал на отключение нагрузки формируют при нахождении температуры и/или тока выше нижнего длительно допустимого и выше верхнего аварийно допустимого предельных уровней, а сигнал на отключение нагрузки формируют при нахождении температуры и/или тока выше нижнего длительно длительно допустимого и выше верхнего аварийно допустимого предельных уровней, а сигнал на отключение нагрузки формируют при нахождении температуры и/или тока выше нижнего длительно длительно допустимого и выше верхнего аварийно допустимого предельных уровней, а сигнал на отключение нагрузки формируют при нахождении температуры и/или тока выше нижнего длительно допустимого и выше верхнего аварийно допустимого предельных уровней при превышении соответствующих им допустимого предельных.

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что допустимое время нахождения температуры и/или тока выше нижнего длительно допустимого уровня устанавливают величиной 40 минут, а допустимое время нахождения температуры и/или тока свыше верхнего аварийного допустимого уровня устанавливают величиной 20 минут.

 Способ по п. 1, отличающийся тем, что нижний предельный длительно допустимый уровень по температуре устанавливают величиной 80°С, а верхний предельный аварийно допустимый уровень по температуре устанавливают величиной 90°С.



(19)(11)RU

(51) MIIK H02J 3/24 (2006.01)

2 690 667⁽¹³⁾ C1

0

-



ФЕЛЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) CIIK

0

~

9

9

0

6

0

2

2

H02J 3/24 (2019.02); H02J 3/46 (2019.02) (21)(22) Заявка: 2018137128, 22.10.2018 (72) Автор(ы): Илюшин Павел Владимирович (RU), (24) Дата начала отсчета срока действия патента: Куликов Александр Леонидович (RU) 22.10.2018 J (73) Патентообладатель(и): Дата регистрации: Илюшин Павел Владимирович (RU), 05.06.2019 Куликов Александр Леонидович (RU) Приоритет(ы): (56) Список документов, цитированных в отчете N (22) Дата подачи заявки: 22.10.2018 о поиске: RU 2153751 C2, 27.07.2000. RU 6 2230414 C2, 10.06.2004. SU 1385185 A1, (45) Опубликовано: 05.06.2019 Бюл. № 16 9 30.03.1988. DE 3423830 A1, 02.01.1986. Адрес для переписки: 0 117041, Москва, ул. Адмирала Лазарева, 43, кв. 5 40, Борисову Э.В. 6 1

(54) Способ автоматической частотной разгрузки энергорайона

(57) Формула изобретения

Способ автоматической частотной разгрузки энергорайона, согласно которому измеряют частоту напряжения и скорость изменения частоты, формируют по достижении заданных уставок из заранее выбранных групп-очередей потребителей ступени на отключение нагрузки без выдержки времени (АЧР1), отличающийся тем, что проводят предварительное имитационное моделирование функционирования энергорайона для возможных схемно-режимных ситуаций в нормальных и аварийных режимах и определяют варианты реализации АЧР1 в виде групп-очередей потребителей ступеней на отключение нагрузки, уставки АЧР1 в зависимости от режима функционирования энергорайона, необходимость ввода второй очереди АЧР1 в зависимости от предаварийного дефицита активной мощности, а также изменение объемов отключения нагрузки потребителей в зависимости от глубины снижения напряжения в узлах энергорайона, заносят данные имитационного моделирования в блок хранения результатов моделирования режимов работы энергорайона, производят измерение токов в ветвях и напряжений в узлах энергорайона, фиксируют положение коммутационных аппаратов электроустановок энергорайона и определяют режим функционирования энергорайона, оценивают дефицит активной мощности, напряжение и скорость изменения напряжения в узлах энергорайона и по значениям дефицита активной мощности, частоте, скорости изменения частоты, напряжению, скорости изменения напряжения из блока хранения результатов моделирования режимов работы энергорайона выбирают соответствующий вариант реализации АЧР1, определяют

необходимость ввода второй очереди AЧP1, а также изменения объемов отключения нагрузки потребителей в зависимости от глубины снижения напряжения в узлах энергорайона, а по выбранному варианту реализации АЧP1, объемам второй очереди АЧP1 и объемам отключения нагрузки потребителей при снижении напряжения определяют объемы отключаемой нагрузки потребителей в узлах энергорайона, выдают команды на отключение объемов нагрузки в узлах энергорайона через терминалы противоаварийной автоматики, установленные в узлах энергорайона.

2 C

1000001

C

_





(19) RU⁽¹¹⁾

2 692 054⁽¹³⁾ C1

0

(51) MIIK H02J 3/46 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) СПК

C

4

5

0

2

6

9

2

R

H02J 3/46 (2019.02); H02J 3/24 (2019.02)

 (21)(22) Заявка: 2018135638, 10.10.2018 (24) Дата начала отсчета срока действия патента: 10.10.2018 	(72) Автор(ы): Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
Дата регистрации: 20.06.2019	 (73) Патентообладатель(и): Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 10.10.2018 (45) Опубликовано: 20.06 2019 Бюл. № 17	(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2662728 C2, 30.07.2018. RU 2256274 C1, 10.07.2005. US 5426578 A1.
Адрес для переписки: 117041, Москва, ул. Адмирала Лазарева, 43, кв. 40, Борисову Э.В.	20.06.1995.

делительной автоматики в электрических сетях

(57) Формула изобретения

Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов и делительной автоматики в электрических сетях, заключающийся в том, что в нормальном режиме параллельной работы синхронных генераторов и делительной автоматики определяют сечения сети для деления из числа технологически возможных, формируют две группы сечений для деления на случай возникновения аварийных небалансов, первая для нормальных режимов с выдачей мощности, вторая с потреблением частью сети малой мощности, при возникновении аварийного возмущения осуществляют деление сети по заранее определенному сечению путем отключения входящих в него выключателей с опережением отключения короткого замыкания, в послеаварийном режиме с разделением сети при повышенной частоте в части сети малой мощности снижают выдаваемую мощность генераторов, а при пониженной частоте отключают часть нагрузки, регулируют напряжение и выдаваемую мощность оставшихся генераторов для выполнения условий точной синхронизации частей сети малой и большой мощности по использованному для деления сечению, включают его включатели для восстановления параллельной работы частей сети и восстанавливают нормальный режим сети включением всех отключенных нагрузок и генераторов, отличающийся тем, что определяют последствия для особо ответственных электроприемников потребителей при различных возмущениях в сети большой мощности, варианты противоаварийного управления, сечения из групп сечений для

деления на случай возникновения аварийных небалансов, допустимое время срабатывания и уставочные значения противоаварийного управления режимом параллельной работы и делительной автоматики в соответствии с вариантом противоаварийного управления и текущими режимами в сетях большой и малой мощности, а также варианты противоаварийного управления, когда органы противоаварийного управления режимом параллельной работы генераторов и делительной автоматики блокируют с учетом аварийной и технологической брони электроприемников потребителей, после чего формируют и ранжируют список отключаемых электроприемников потребителей в соответствии с вариантом противоаварийного управления с целью минимизации последствий их отключения, а также восстановления их электроснабжения.

RU

2692

0

54

0

-

,

1

٢

1

ļ

Стр.: 2

U 2692054 C

R



路路路路路路

密

密弦弦弦弦弦

效效效效效效效效效效效

斑

斑

敬敬

密

弦弦弦

斑

密

斑

斑

密

斑

斑

斑

敬敬

密

密

Г.П. Ивлиев

密路路路

密

斑

密

极极极极极极极极

密

敬敬

弦弦弦弦弦

斑

密

弦弦弦

密

密

密

密

B

田

斑

密

密

密

斑

弦弦

密

密

密

密

斑

417

на изобретение

№ 2694070

Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии

Патентообладатели: Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)

Авторы: Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)

Заявка № 2018143715 Приоритет изобретения 11 декабря 2018 г.

Приоритет изобретения 11 декаоря 2010 г. Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 09 июля 2019 г. Срок действия исключительного права на изобретение истекает 11 декабря 2038 г.

> Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

llees

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ (19) 2 694 070⁽¹³⁾ C1 (11)(51) MIIK H02J 9/00 (2006.01) ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ (12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (52) CIIK H02J 9/00 (2019.05); H02J 9/06 (2019.05) (21)(22) Заявка: 2018143715, 11.12.2018 (72) Автор(ы): Илюшин Павел Владимирович (RU), (24) Дата начала отсчета срока действия патента: Куликов Александр Леонидович (RU) 11.12.2018 (73) Патентообладатель(и): Дата регистрации: Илюшин Павел Владимирович (RU), 09.07.2019 Куликов Александр Леонидович (RU) Приоритет(ы): (56) Список документов, цитированных в отчете (22) Дата подачи заявки: 11.12.2018 о поиске: RU 2292105 C1, 20.01.2007. RU 2414038 C1, 10.03.2011. US 2005116547 A1, (45) Опубликовано: 09.07.2019 Бюл. № 19 02.06.2005. Адрес для переписки: 117041, Москва, ул. Адмирала Лазарева, 43, кв. 40, Борисову Э.В. (54) Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии

λ

C

N

6

G

4

0

-0

0

~

(57) Формула изобретения

Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии, согласно которому контролируют напряжение на резервируемой линии, при коротком замыкании на участке резервируемой линии производят ее автоматическое повторное включение, а при неуспешном повторном включении определяют ее поврежденный участок и отключают соответствующий секционирующий выключатель, установленный в резервируемой линии, и производят сетевой автоматический ввод резерва энергорайона, отличающийся тем, что производят измерения напряжения и частоты в энергорайоне с источниками распределенной генерации, определяют поврежденный участок резервируемой линии на основе контроля напряжения и по положению секционирующих выключателей, проводят предварительное имитационное моделирование функционирования энергорайона в нормальных и аварийных режимах на резервируемой линии, по результатам которого определяют варианты реализации автоматического ввода резерва, заносят данные имитационного моделирования в память оперативно-информационного комплекса энергорайона, непрерывно производят измерение токов в ветвях и напряжений в узлах и определяют положение коммутационных аппаратов электроустановок энергорайона с последующим определением на этой основе режима функционирования энергорайона, оценивают соотношение мощности генерирующих установок энергорайона к суммарной нагрузке,

0

0

N

0

4

6

9

2

R

а также соотношение потребления двигательной нагрузки к суммарной нагрузке и по совокупности этих соотношений определяют вариант действия автоматического ввода резерва, по выбранному варианту реализации автоматического ввода резерва задают уставки пусковых органов автоматического ввода резерва по напряжению и частоте, определяют необходимость их совместного или раздельного срабатывания, выдают сигнал на выключатель, обеспечивающий срабатывание сетевого автоматического ввода резерва при срабатывании пусковых органов по напряжению и частоте.

Стр.: 2

RU

2694070

0

-

C 0 2 0 4 6 9 2 R



密

密

密

密

安安安安安安

密

斑

密

發 發 發 發

密

斑

斑

密

發發發

密

密

密

政政

密

密

斑

斑

斑

密

密

密

弦弦

密

斑

路路路路路路

斑

斑

极极极极极

密

斑

斑

發發發發

密

斑

斑

斑

容

發發發發

斑

密

斑

斑

斑

敬敬

斑

密

斑

密

斑

容

斑

弦弦弦

斑

路路

密

Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2692758

Патентообладатели: Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)

Авторы: Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)

Заявка № 2018145705

Приоритет изобретения 24 декабря 2018 г. Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 27 июня 2019 г. Срок действия исключительного права на изобретение истекает 24 декабря 2038 г.

> Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

1'ellere

Г.П. Ивлиев



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) СПК

0

8

5

2

6

9

2

R

H02J 9/04 (2019.02); H02J 2009/068 (2019.02)

(21)(22) Заявка: 2018145705, 24.12.2018	(72) Автор(ы):
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 24.12.2018	Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
Пата регистранци	(73) Патентообладатель(и):
27.06.2010	Илюшин Павел Владимирович (RU),
27.00.2019	Куликов Александр Леонидович (RU)
Приоритет(ы):	150.0
(22) Дата подачи заявки: 24.12.2018	(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2305355 C1, 27.08.2007. RU
(45) Опубликовано: 27.06.2019 Бюл. № 18	2447565 C1, 10.04.2012. SU 1744757 A1,
	30.06.1992. RU 111364 U1, 10.12.2011. US
Адрес для переписки:	6560128 B1, 06.05.2003.
117041, Москва, ул. Адмирала Лазарева, 43, кв.	
40, Борисову Э.В.	

(54) Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции

(57) Формула изобретения

Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции, заключающийся в том, что при отключенном положении всех генерирующих установок источника распределенной генерации сравнивают первую пару параметров, характеризующих электроснабжение промышленного энергорайона, когда в качестве первого параметра первой пары параметров принимают время бестоковой паузы до автоматического повторного включения у вводного выключателя, а в качестве второго параметра первой пары параметров принимают время между появлением тока короткого замыкания на вводе питающего трансформатора со стороны низкого напряжения до вводного выключателя двухтрансформаторной подстанции, который сравнивают с первым параметром первой пары параметров, для чего в момент исчезновения напряжения на резервируемой секции шин подстанции фиксируют наличие тока короткого замыкания на вводе питающего трансформатора, и после его отключения фиксируют отсутствие линейного напряжения, обусловленное отключением вводного выключателя, отсчитывают время бестоковой паузы до автоматического повторного включения, и, если в момент прекращения отсчета вновь определяют ток короткого замыкания, фиксируют устойчивое короткое замыкание на шинах подстанции между вводным выключателем и выключателем автоматического включения резерва и подают сигнал на запрет автоматического включения резерва, в противном случае,

(19)

(51) МПК *H02J 9/06* (2006.01) *H02J 13/00* (2006.01)

(11)

RU

2 692 758⁽¹³⁾ C1

0

когда ток короткого замыкания отсутствует в момент прекращения отсчета, производят сравнение второй пары параметров, характеризующих электроснабжение промышленного энергорайона, когда в качестве первого параметра второй пары параметров принимают мощность подключаемой аварийной нагрузки, а в качестве второго параметра второй пары параметров принимают мощность резервного ввода, который сравнивают с первым параметром второй пары параметров, и в случае, когда фиксируют недостаточность дополнительной нагрузочной способности резервного ввода для подключения аварийного участка промышленного энергорайона без провала напряжения, формируют сигнал на запрет автоматического включения резерва, отличающийся тем, что при включенном положении генерирующих установок источника распределенной генерации и запрете автоматического повторного включения резерва сравнивают третью пару параметров, характеризующих электроснабжение промышленного энергорайона, когда в качестве первого параметра третьей пары параметров принимают частоту напряжения на резервируемой секции шин двухтрансформаторной подстанции, а в качестве второго параметра третьей пары параметров принимают частоту напряжения на резервирующей секции шин двухтрансформаторной подстанции, который сравнивают с первым параметром третьей пары параметров и при определении факта снижения частоты напряжения на резервируемой секции шин двухтрансформаторной подстанции относительно частоты напряжения на резервирующей секции шин двухтрансформаторной подстанции формируют сигнал на пуск автоматического включения резерва без выдержки времени и одновременно производят оценку достаточности запаса мощности в резервной системе и в случае, когда фиксируют недостаточность дополнительной нагрузочной способности резервного ввода для подключения аварийного участка промышленного энергорайона без провала напряжения, формируют сигнал на запрет автоматического включения резерва, при этом дополнительно контролируют срабатывание пускового органа по разности частот и при разности частот между секциями шин больше уставочных значений формируют сигнал на запрет автоматического включения резерва.

2

C

1

¢

¢

1

.

(

¢

(

J 2692758 C

r

Стр.: 2

422



(19)RU⁽¹¹⁾

185 478⁽¹³⁾ U1

フ

-

8

S

4 -

8

C

(51) MIIK H02H 3/08 (2006.01)



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) CIIK

H02H 3/08 (2018.08); H02H 7/04 (2018.08)

корп. 1, кв. 110, Борисову Э.В.

(21)(22) Bagera: 2018133660 25 00 2018	(72) Approp(11):
 (24) Дата начала отсчета срока действия патента: 25.09.2018 	(12) Автор(ы). Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
Дата регистрации: 06.12.2018	 (73) Патентообладатель(и): Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 25.09.2018	(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2470435 C1, 20.12.2012. RU
(45) Опубликовано: 06.12.2018 Бюл. № 34	2242830 C1, 20.12.2004. US 2003033119 A1, 13.02.2003.
Адрес для переписки: 117405 Москра M 405 Варшарское ш. 143	
11/то, июсква, ит-то, варшавское ш., 145,	

(54) Устройство для автоматического ограничения перегрузки трансформатора

(57) Формула полезной модели

Устройство для автоматического ограничения перегрузки трансформатора, содержащее блок контроля температуры, выполненный с возможностью получения на первый вход сигнала от датчиков температуры обмоток трансформатора и определения повышения температуры до допустимого и предельного значений при нагреве, а также ее снижения до допустимого значения при остывании, блок расчетного определения температуры, выполненный с возможностью получения на первый вход сигнала от датчика тока и на второй вход сигнала от датчика температуры воздуха окружающей среды, контроллер, первый выход которого соединен со вторым входом блока контроля температуры, второй выход соединен с третьим входом блока расчетного определения температуры и выполненный с возможностью задания уставок превышения предельных температур нагрева и остывания до допустимого уровня температуры, а также передачи от оперативного персонала разрешения на конкретные управляющие воздействия, коммутатор, первый вход которого соединен с первым выходом блока контроля температуры, а второй вход соединен с выходом блока расчетного определения температуры, блоки формирования команд управляющих воздействий по разгрузке, входы которых соединены с первым выходом коммутатора, блок выдачи команды для автоматического включения нагрузок, отключенных при перегрузке, первый вход которого соединен со вторым выходом коммутатора, а второй вход соединен с третьим выходом контроллера, блоки формирования команд

управляющих воздействий очередности автоматического включения нагрузок, входы которых соединены с выходом блока выдачи команды для автоматического включения нагрузок, отключенных при перегрузке, при этом второй выход блока контроля температуры соединен с первым входом контроллера, отличающееся тем, что введен блок расчета мощности, выполненный с возможностью получения на свой первый вход сигнала от измерителя величины напряжения, причем блок расчетного определения температуры выполнен с возможность получения на свой четвертый вход сигнала от измерителя величины напряжения, при этом шестой вход сигнала от датчика температуры обмоток трансформатора, при этом шестой вход блок расчетного определения температуры соединен с выходом блока расчета мощности, выполненного с возможностью получения на свой второй вход сигнала от датчика тока, а контроллер выполнен с возможностью получения на от датчика тока, а контроллер

U 185478 U

2





181 981⁽¹³⁾ U1

C



(51) МПК *H02H 5/04* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

⁽¹²⁾ ФОРМУЛА ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) СПК

H02H 5/04 (2006.01); H02H 3/08 (2006.01)

1, кв. 110, Борисову Э.В.

(21)(22) Заявка: 2018119760, 29.05.2018	(72) Автор(ы):
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 29.05.2018	Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
Дата регистрации:	(73) Патентообладатель(и):
31.07.2018	Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
Приоритет(ы):	
(22) Дата подачи заявки: 29.05.2018	(56) Список документов, цитированных в отчете
(15) Om 5 min 21 07 2018 Free N. 22	о поиске: КU 12/53/ U1, 27.04.2013. КU
(45) Опуоликовано: 51.07.2018 БЮЛ. № 22	20 12 2012 US 2006221521 A1 05 10 2006
Адрес для переписки:	20.12.2012. 00 2000221521 AI, 05.10.2000.
117405, Москва, М-405, Варшавское ш., 143, корп.	

(54) Устройство автоматического ограничения перегрузки высоковольтной кабельной линии электропередачи

(57) Формула полезной модели

Устройство автоматического ограничения перегрузки высоковольтной кабельной линии электропередачи, содержащее блок контроля температуры, выполненный с возможностью получения сигнала температуры от датчиков температуры кабельной линии электропередач, блок контроля токов, выполненный с возможностью получения сигнала от измерителей тока кабельной линии электропередач, контроллер, первый выход которого соединен со входом подачи уставок по току в блок контроля токов, второй выход - со входом подачи уставок по температуре в блок контроля температуры, третий выход - с третьим входом второго элемента И, разрешающий отключение нагрузки при перегрузке по току, четвертый выход - со вторым входом блока формирования команд автоматического включения нагрузки и разрешающий включение нагрузки по решению оперативно-технологического персонала диспетчерского пункта, пятый выход позволяет осуществлять передачу данных в диспетчерский пункт, первый вход обеспечивает получение сигнала о превышении температуры кабельной линии (любой их трех фаз), второй вход - получение сигнала о повышении токовой нагрузки кабельной линии (любой из трех фаз), третий вход позволяет получать уставки по току и температуре из диспетчерского пункта, а четвертый вход - разрешающие команды из диспетчерского пункта, первый элемент ИЛИ, блок формирования сигнала управления отключением нагрузки, вход которого соединен с выходом первого элемента ИЛИ, а выход является выходом сигнала управления отключением нагрузки устройства

для автоматического ограничения перегрузки высоковольтной кабельной линии электропередач, а также последовательно соединенные блок формирования команд автоматического включения нагрузки, первый вход которого соединен с выходом второго элемента ИЛИ, а второй вход с четвертым выходом контроллера, и блок формирования сигнала автоматического включения нагрузки, выход которого является выходом сигнала автоматического включения нагрузки устройством автоматического ограничения перегрузки высоковольтной кабельной линии электропередачи, отличающееся тем, что, введен второй элемент ИЛИ, выход которого соединен с первым входом блока формирования команд автоматического включения нагрузки, и блок логической обработки сигналов контроля температуры и токов, содержащий элементы измерения длительности сигналов с первого по четвертый, и первый и второй элементы И, причем, блок контроля температуры содержит элементы сравнения температуры с первого по шестой, первые входы первого, третьего и пятого элементов сравнения температуры являются входами температуры первой, второй и третьей фаз кабеля, соответственно, вторые входы являются входом подачи уставок по температуре в блок контроля температуры из контроллера, выходы первого, третьего и пятого элементов сравнения температуры соединены со входом третьего элемента измерения длительности сигналов блока логической обработки сигналов контроля температуры и токов, выход которого соединен со вторым входом первого элемента И, выходы второго, четвертого и шестого элементов сравнения температуры соединены со входом первого элемента измерения длительности сигналов блока логической обработки сигналов контроля температуры и токов, выход которого соединен с первым входом контроллера, при этом, блок контроля токов содержит элементы сравнения токов с первого по шестой, выходы первого, третьего и пятого элементов сравнения токов соединены со входом четвертого элемента измерения длительности сигналов блока логической обработки сигналов контроля температуры и токов, выход которого соединен с первым входом второго элемента И, выход которого соединен с первым входом второго элемента ИЛИ и вторым входом первого элемента ИЛИ, выходы второго, четвертого и шестого элементов сравнения токов соединены со входом второго элемента измерения длительности сигналов блока логической обработки сигналов контроля температуры и токов и со вторым входом первого элемента И, выход которого соединен с первым входом первого элемента ИЛИ и вторым входом второго элемента ИЛИ, второй вход второго элемента И соединен с инверсным входом первого элемента И и является входом сигнала контроля целостности датчиков температуры и линий передачи сигналов от датчиков температуры к блоку контроля температуры, выход второго элемента измерения длительности сигналов блока логической обработки сигналов контроля температуры и токов соединен со вторым входом контроллера, третий выход которого соединен с третьим входом второго элемента И, при этом блок контроля температуры выполнен с возможностью получения сигнала о температуре по каждой из трех фаз кабеля, а блок контроля токов выполнен с возможностью получения сигнала от измерителей тока по каждой из трех фаз кабеля.

R U

8

6

8



(19)**RU**⁽¹¹⁾

(51) МПК *H02J 9/06* (2006.01) 187 429⁽¹³⁾ U1

C



.

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

⁽¹²⁾ ФОРМУЛА ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) СПК

H02H 9/06 (2019.02); H02H 3/16 (2019.02)

(21)(22) Заявка: 2018143713, 11.12.2018	(72) Автор(ы):
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 11.12.2018	Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)
	(73) Патентообладатель(и):
Дата регистрации:	Илюшин Павел Владимирович (RU),
06.03.2019	Куликов Александр Леонидович (RU)
Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 11.12.2018	(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2447565 C1, 10.04.2012. RU
45) Опубликовано: 06.03.2019 Бюл. № 7	111364 U1, 10.12.2011. US 2005116547 A1, 02.06.2005.
Адрес для переписки:	
117041, Москва, ул. Адмирала Лазарева, 43, кв.	
40 FORMORY 3 B	

(54) Устройство управления электроснабжением энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии

(57) Формула полезной модели

Устройство управления электроснабжением энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на участке резервируемой линии, содержащее пусковой орган по напряжению, пусковой орган по частоте, а также элемент ИЛИ и первый и второй элементы И, выходы которых соединены, соответственно, с первым и вторым входами элемента ИЛИ, отличающееся тем, что введены блок определения уставок пусковых органов, выполненный с возможностью подачи на его группу сигнальных входов сигналов напряжений в узлах и токов в ветвях энергорайона и на его вход телесигнализации сигналов о положении секционирующих выключателей резервируемой линии, и блок памяти оптимальных вариантов автоматического ввода резерва, выход которого соединен со входом блока определения уставок пусковых органов, при этом первый и второй выходы блока определения уставок пусковых органов соединены с первыми входами, соответственно, первого и второго элементов И, третий и четвертый выходы блока определения уставок пусковых органов соединены, соответственно, с первым входом пускового органа по напряжению и с первым входом пускового органа по частоте, выполненных с возможностью подачи на их вторые входы сигнала от датчика напряжения резервируемой линии, а выходы пускового органа по напряжению и пускового органа по частоте соединены со вторыми входами, соответственно, первого и второго элементов И.

RU 187429 U1



(19)RU (11)

188 256⁽¹³⁾ U1



H02J 9/06 (2006.01)

(51) MIIK

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(52) CПК

40, Борисову Э.В.

9

5

2

8

8

R

H02J 2009/068 (2019.02); H02J 13/0006 (2019.02)

(21)(22) Заявка: 2018145706, 24.12.2018	(72) Автор(ы):	
(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 24.12.2018	Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU)	RC
Дата регистрации: 04.04.2019	 (73) Патентообладатель(и): Илюшин Павел Владимирович (RU), Куликов Александр Леонидович (RU) 	
Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 24.12.2018	(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2447565 C1 , 10.04.2012. SU	8
(45) Опубликовано: 04.04.2019 Бюл. № 10	1744757 A1, 30.06.1992. RU 111364 U1, 10.12.2011. US 6560128 B1, 06.05.2003.	8 2
Адрес для переписки:		S
117041, Москва, ул. Адмирала Лазарева, 43, кв.		6

(54) Устройство управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции

(57) Формула полезной модели

Устройство управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции, содержащее первый и второй вводные выключатели, выполненные с возможностью соединения, соответственно, через первый питающий трансформатор с первым вводом и через второй питающий трансформатор со вторым вводом, первую секцию шин, выполненную с возможностью подключения через первый выключатель на отходящих линиях генерирующих установок первой секции шин и через второй выключатель на отходящих линиях асинхронных двигателей первой секции шин, вторую секцию шин, выполненную с возможностью подключения через третий выключатель на отходящих линиях генерирующих установок второй секции шин и через четвертый выключатель на отходящих линиях асинхронных двигателей второй секции шин, секционный выключатель, первая и вторая входные клеммы которого соединены с выходными клеммами первой и второй секций шин, соответственно, первые блок контроля напряжения, блок контроля токов ввода, блок контроля мощностей выделенной нагрузки вводов подключаемого и блок контроля резервов мощности подключаемого источника секций ший, входы которых соединены с первой секционной шиной, выполненной с возможностью через пятый выключатель на отходящих линиях соединения с резистором шины заземления первой секции шин, вторые блок контроля
нап; яжения, блок контроля токов ввода, блок контроля мощностей выделенной нагрузки вводов подключаемого и блок контроля резервов мощности подключаемого источника секций шин, входы которых соединены со второй секционной шиной, выполненной с возможностью через шестой выключатель на отходящих линиях соединения с резистором шины заземления второй секции шин, звено сравнения данных, соответствующие входы которого соединены с выходами первого и второго блоков контроля мощностей выделенной нагрузки вводов и первого и второго блоков контроля резервов мощности подключаемого источника секций шин, блок обработки параметров, первый вход которого выполнен с возможностью приема сигнала от оперативноинформационного блока, второй вход соединен с выходом звена сравнения данных, третий и четвертый входы соединены с первыми выходами, соответственно, первого и второго блоков контроля напряжения секций шин, пятый и шестой входы соединены с выходами, соответственно, первого и второго блоков контроля токов ввода, а выход соединен с управляющим входом секционного выключателя, первый и второй измерители частоты секций шин, входы которых соединены со вторыми выходами первого и второго блоков контроля напряжения секций шин, соответственно, первый и второй блоки сравнения, выполненные с возможностью соединения своих первых входов с соответствующими выходами оперативно-информационного блока и выходы которых соединены с шестым и седьмым входами блока обработки параметров, соответственно, третий и четвертый блоки сравнения, выполненные с возможностью соединения своих первых входов с соответствующими выходами оперативноинформационного блока и выходы которых соединены с восьмым и девятым входами блока обработки параметров, соответственно, а также первый и второй алгебраические сумматоры, первые входы которых соединены с выходом второго измерителя частоты секций шин, вторые входы соединены с выходом первого измерителя частоты секций шин, а выходы соединены со вторыми входами третьего и четвертого блоков сравнения, соответственно, при этом выходы первого и второго измерителей частоты секций шин выполнены с возможностью соединения с соответствующими входами оперативноинформационного блока.

2

C

C

C

h

¢

C

C

U 188256 U

R

Стр.: 2

Приложение 3

Математическое моделирование электроприемников в энергорайонах с объектами РГ в установившихся и переходных режимах

П.3.1 Статические характеристики нагрузки для расчетов установившихся режимов

П.3.1.1 Основные понятия

Статические характеристики нагрузки (СХН) [9, 12, 327] отражают зависимости активной и реактивной мощности, потребляемые в узле нагрузки, от напряжения и частоты:

$$P_{\rm H} = F_1(U, f), \ Q_{\rm H} = F_2(U, f), \tag{1}$$

где величины *P*_н, *Q*_н, *U* измеряются в точке питания нагрузки. Статические характеристики являются главным средством отображения нагрузки в *установившихся режимах* (УР).

Статические характеристики нагрузки по напряжению при постоянной частоте востребованы значительно больше, чем СХН по двум переменным. Расчеты УР с учетом отклонения частоты далеко не всегда нужны, и поэтому расчеты УР во многих случаях выполняются в ПК, в которых частота принимается неизменной и равной $f_{\text{ном}}$. В таких случаях вместо (1) используются зависимости:

$$P_{\rm H} = F_1(U), \ Q_{\rm H} = F_2(U).$$
 (2)

В понятие нагрузки входит потребление активной и реактивной мощности электроприемниками какого-либо объекта или района, включая сюда потери в сетях, не включенных в расчетную схему. Когда СХН заданы правильно, замена ими реальной сети не даст в расчетах УР значительных погрешностей, если выполнены следующие расчетные условия.

1. Напряжения в узлах нагрузки должны быть заведомо допустимыми для электроприемников, в частности, не допускать опрокидываний электродвигателей из-за низкого напряжения. Если бы такие нарушения были в действительности, то в узле нагрузки начались бы переходные процессы, для расчета которых нужны не статические, а динамические модели.

2. В районах, где вся нагрузка отображается СХН, нет условий для срабатываний устройств РЗА, которые вызывают отключения или включения других электроприемников. Если такие отключения в реальных узлах нагрузки возможны, целесообразно в расчетной схеме эти электроприемники моделировать отдельно от основной нагрузки.

3. Указанные районы не должны иметь другого источника внешнего пи-

тания, кроме того узла, для которого задаются СХН. Если другой источник имеется, то электропотребление зависит не только от модулей питающих напряжений, но также *и от разности фаз этих двух напряжений*⁹. В таком случае функцию (2) следовало бы заменить выражением:

 $P_{\rm H} = F_1[U_1, U_2, \arg(U_1) - \arg(U_2)], \ Q_{\rm H} = F_2[U_1, U_2, \arg(U_1) - \arg(U_2)].$

Если для каждого аргумента используется квадратичный полином, обе функции содержат минимум по шесть коэффициентов, которые трудно определить в процессе натурного эксперимента; статистическая обработка таких СХН была бы не результативной. Поэтому на практике используются СХН, относящиеся к *одному* источнику питания.

Применяется, как правило, такая форма СХН, в которой активные и реактивные мощности, потребляемые в данном узле в исходном режиме ($P_{\rm H0}$, $Q_{\rm H0}$) задаются не в полиноме СХН, а отдельным множителем, который хранится в исходной информации. Это позволяет применять одни и те же СХН к разным узлам с похожей нагрузкой, но различающиеся значениями $P_{\rm H0}$, $Q_{\rm H0}$. При этом полиномы СХН (функции φ_1 и φ_2) безразмерны:

$$\frac{P_{\rm H}}{P_{\rm H0}} = \varphi_1 \left(\frac{U}{U_0}, \frac{f}{f_{\rm HOM}}\right), \ \frac{Q_{\rm H}}{Q_{\rm H0}} = \varphi_2 \left(\frac{U}{U_0}, \frac{f}{f_{\rm HOM}}\right), \tag{3}$$

т.е.:

$$P_{\rm H} = P_{\rm H0} \cdot \varphi_1 \left(\frac{U}{U_0}, \frac{f}{f_{\rm HOM}}\right), \ Q_{\rm H} = Q_{\rm H0} \cdot \varphi_2 \left(\frac{U}{U_0}, \frac{f}{f_{\rm HOM}}\right). \tag{4}$$

Качественное описание СХН по напряжению

Зависимость активной мощности от напряжения определяется составом электроприемников и, в меньшей мере, потерями мощности. У статических электроприемников (не электродвигателей) активная мощность в простейшем случае описывается выражением:

$$P_{\rm ctat} \approx \sum \frac{U^2}{R}$$

Если активное сопротивление R не зависит или почти не зависит от напряжения, то при изменении напряжения на 1 % величина $P_{\text{стат}}$ изменяется на 2 %. Если же сопротивление R при понижении напряжения уменьшается из-за меньшего нагрева протекающим током, то зависимость от напряжения слабее. При снижении напряжения на 1 % мощность, потребляемая лампами накаливания, снижается примерно на 1,6 %, люминесцентными лампами – по разным

⁹ Разность фаз напряжений определяет величину перетока активной мощности между двумя источниками питания.

данным от 1 % до 2 %.

Реактивная мощность статических электроприемников $Q_{cтат}$ обычно не велика и для качественного анализа не интересна.

У электродвигателей переменного тока основная часть активной мощности, потребляемой из сети, передается приводимым во вращение механизмами (P_{mex}) . Величина P_{mex} определятся формулой

$$P_{\rm Mex} = \omega_{\rm Mex} \cdot M_{\rm Mex}(\omega_{\rm Mex}), \tag{5}$$

где ω_{мех} – скорость вращения; *M*_{мех} – момент сопротивления, развиваемый приводимым во вращение механизмом и зависящий от ω_{мех}.

Величина $\omega_{\text{мех}}$ в случае применения синхронных двигателей (СД) зависит только от частоты (пока напряжение выше критического). В случае асинхронных двигателей (АД) небольшая зависимость $\omega_{\text{мех}}$ от *U* имеется, так как при изменениях напряжения меняется скольжение ротора АД относительно поля статора и соответственно немного изменяется его скорость $\omega_{\text{мех}}$.

Потери активной мощности в статоре СД и АД (и кабелях, которыми они присоединены к сети) пропорциональны квадрату тока и, следовательно, при понижении напряжения увеличиваются. Потери активной мощности, обусловленные токами намагничивания электродвигателей и трансформаторов, наоборот, при понижении напряжения существенно снижаются. В итоге, активная мощность двигательной нагрузки мало зависит от напряжения, причем производная $dP_{\rm nB}/dU$ может быть как положительной, так и отрицательной.

Реактивная мощность, которую потребляют АД, снижается при понижении напряжения из-за уменьшения тока намагничивания (особенно в зоне нормальных и повышенных напряжений) и возрастает из-за увеличения тока и роста потерь $\Sigma I^2 X$ (особенно, когда напряжение понижено и приближается к критическому $U_{\rm kp}$). Пример СХН АД показан на рисунке П.3.1.

Статические характеристики активной мощности АД и СД близки. То же самое относится в некоторой мере и к характеристикам реактивной мощности: потребление ее из сети увеличивается, когда напряжение приближается к критическому. Но СХН $Q_{CД}$ смещена в область отрицательных значений, когда СД выдает реактивную мощность в сеть¹⁰ (рисунок П.3.2). Когда АРВ СД по отклонению напряжению отключен, значения реактивной мощности при снижении напряжения смещаются в сторону потребления ее из сети, а при включен-

¹⁰ Для всех электроприемников положительные значения активной или реактивной мощностей принимаются соответствующими потреблению из сети.



ном АРВ генерация Q при снижении напряжения увеличивается.

PAR / PARO, QAR / QARO

0.5

0.4 - 0.6

U_{κp}

0.7

Рисунок П.3.1 – СХН АД при его номинальной загрузке и малом сопротивлении между АД и источником питания

0.8

 U/U_0

0.9

1



Рисунок П.3.2 – СХН СД при включенном АРВ по отклонению напряжения (10 ед. ном. возбуждения на 1 ед. ном. напряжения) и при отключенном АРВ с разными соsф (стрелки показывают критический режим)

Переход к безразмерным СХН (3), (4) полезен в смысле упрощения задания СХН, но неудобен, когда $Q_{H0} \le 0$, обычно – при наличии достаточно мощных СКРМ. Когда $Q_{H0} \approx 0$, использование формул (3), (4) становится затруднительным; способ, позволяющий оперировать и с обычными СХН, и с СХН при $Q_{H0} \le 0$, изложен в П.3.1.6).

Качественное описание СХН по частоте для АД и СД

Зависимость активной мощности статических электроприемников от частоты мала. У электродвигателей переменного тока величина полезной мощности $P_{\text{мех}}$, передаваемой приводимому во вращение механизму, определяется формулой (5). Зависимости момента сопротивления приводимого механизма $M_{\text{мех}}$ от скорости $\omega_{\text{мех}}$ различны у разных механизмов, соответственно различны и зависимости $P_{\text{мех}}(\omega_{\text{мех}})$, как это показано на рисунке П.3.3.



Рисунок П.3.3 – Графики зависимостей $M_{\text{Mex}}(\omega_{\text{Mex}})$ – штриховые линии, и $P_{\text{Mex}}(\omega_{\text{Mex}})$ – сплошные линии: 1 – центробежный компрессор, 2 – гидравлический насос с небольшим статическим напором, 3 – то же, но с большим статическим напором, 4 – поршневой компрессор или дробилка

Поскольку скорость $\omega_{\text{мех}}$ с точностью до изменений скольжения АД пропорциональна частоте f, а мощность приводимого механизма с точностью до потерь равна активной мощности, потребляемой из сети, то СХН АД и СД соответствуют показанным сплошными линиями на рисунке П.3.3.

Зависимости реактивной нагрузки от частоты определяются теми же факторами, что и зависимости $Q_{\rm H}(U)$, но дополнительно нужно учесть, что индуктивные сопротивления пропорциональны частоте. Поэтому потери реактивной мощности в сети ($\Sigma I^2 X$) по мере снижения частоты уменьшаются, а потери на намагничивание ($\Sigma U^2 / X_{\rm u}$) возрастают.

В распределительных сетях с малой протяженностью линий электропередачи и напряжениями, близкими к номинальным, суммарные потери на намагничивание электродвигателей и трансформаторов больше, чем потери в последовательных сопротивлениях сети. Тогда суммарный эффект от небольших снижений частоты – это снижение $P_{\rm H}$ и увеличение $Q_{\rm H}$.

Зависимость СХН от длительности существования анормального режима

И общий анализ, и натурные эксперименты показывают, что после изменений условий питания по напряжению и/или частоте в нагрузке начинаются процессы, как быстрые, так и протяженные во времени, в какой-то мере восстанавливающие величины электропотребления. Имеются два принципиально разных вида таких процессов.

1. Изменения напряжений в энергорайоне, замещенном своими СХН, в результате срабатываний устройств автоматического регулирования напряжения (АРН), воздействующих на изменение коэффициентов трансформации СТ на ПС, а также в результате значительно более медленных переключений устройств РПН вручную (в основном – на ПС промышленных предприятий с постоянным дежурным персоналом).

2. Изменения числа одновременно включенных электроприемников по условиям технологического производства. Например: при пониженном напряжении процесс приготовления пищи на электрических плитах удлиняется, что вызывает рост числа одновременно включенных плит. Аналогичные эффекты дают срабатывания систем технологической автоматики, управляющих технологическими процессами и включающих, например, резервный насос, если производительность работающих насосов недостаточна.

Все такие эффекты можно рассматривать как адаптацию потребителей к изменившимся условиям электроснабжения. Распределение этих эффектов во времени зависит от конкретных свойств нагрузки.

Если автоматическое управление работой электроприемников осуществляется практически безынерционно (например, управление открытием тиристоров в системах привода постоянного тока) или малоинерционно (например, управление тяговыми усилиями на электротранспорте), то эти процессы нельзя выделить на фоне обычной реакции электроприемников на изменение условий питания. Поэтому в таких случаях эксперимент покажет *итоговую* быструю реакцию $P_{\rm H}$ и $Q_{\rm H}$ на отклонения U и f. Это – естественные СХН, отображающие быструю реакцию электроприемников на изменение.

Ощутимо более медленную реакцию электроприемников на изменения электропотребления можно рассматривать как адаптацию потребителей, которая изменяет вид СХН. Это СХН с учетом адаптации (рисунок П.3.4), которые целесообразно использовать в расчетах, если представляют интерес режимы, устанавливающиеся не сразу после изменений условий питания, а спустя некоторое время – примерно от 10 мин. до 1 ч. При бо́льших интервалах связь величин электропотребления с условиями питания становится не достоверной из-за независимых нерегулярных колебаний нагрузки.

Действие указанных факторов после понижения напряжения обычно таково, что значения $P_{\rm H}$, $Q_{\rm H}$, в начальный момент снизившиеся, начинают изменяться в обратную сторону, утяжеляя послеаварийный режим. Поэтому эффекты адаптации нагрузки целесообразно учитывать.



Рисунок П.3.4 - Графики принудительного изменения напряжения (от точки 1 до точки 2) и адаптации к этому изменению (точки 2–7): процесс во времени (*a*), в координатах $P_{\rm H}(U)$, отрезок 1–2 относится к естественной СХН, отрезок 1–7 к СХН с учетом адаптации (δ)

П.3.1.2 Основные аппроксимации СХН. Регулирующие эффекты нагрузки

Принципиально, формулы СХН (4) могут быть получены из уравнений, описывающих соотношения между параметрами электропитания и мощностями, потребляемыми различными электроприемниками с учетом всех видов потерь. Но такие математические описания были бы бесполезными, так как формулы содержали бы десятки коэффициентов, получать которые аналитическими способами или экспериментально для больших узлов нагрузки нереально.

Возможности проведения экспериментов по определению параметров СХН (при малом доступном диапазоне изменения напряжения и в условиях помех – нерегулярных колебаниях нагрузки, см. П.3.1.5) таковы, что для одной СХН по напряжению можно определить значения не более чем одного-двух коэффициентов, по частоте – не более одного. Поэтому СХН в общем случае и для практического использования в расчетах режимов энергосистем не могут быть описаны выражениями более точными, чем:

$$P_{\rm H} = P_{\rm H0} \cdot \left[A_0 + A_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right) + A_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + A_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{\rm HOM}} - 1\right) \right], \tag{6}$$

$$Q_{\rm H} = Q_{\rm H0} \cdot \left[B_0 + B_1 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + B_2 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + B_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{\rm HOM}} - 1 \right) \right]; \tag{7}$$

здесь в зависимостях от напряжения имеются по три коэффициента у каждой СХН, но нужно иметь в виду вспомогательные условия:

 $A_0 + A_1 + A_2 = 1$, $B_0 + B_1 + B_2 = 1$,

что легко получить из (6), (7) подстановками: $f = f_{\text{ном}}$, $U = U_0$, $P_{\text{H}} = P_{\text{H0}}$, $Q_{\text{H}} = Q_{\text{H0}}$. Поэтому в СХН для активной и для реактивной мощности нужно в общем случае определять по два независимых коэффициента по напряжению: A_1 , A_2 и B_1 , B_2 ; по одному независимому коэффициенту по частоте: A_3 , B_3 , кроме того:

$$A_0 = 1 - A_1 - A_2, \quad B_0 = 1 - B_1 - B_2;$$

Используются также формулы СХН, аналогичные (6)–(7), отличающиеся тем, как вычисляется относительное значение напряжения: как отношение U/U_0 или как U/U_{HOM} . В последнем случае СХН имеют вид:

$$P_{\rm H} = P_{\rm H0} \cdot \left[A_0 + A_1 \cdot \left(\frac{U}{U_{\rm HOM}} \right) + A_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\rm HOM}} \right)^2 + A_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{\rm HOM}} - 1 \right) \right], \quad (6a)$$

$$Q_{\rm H} = Q_{\rm H0} \cdot \left[B_0 + B_1 \cdot \left(\frac{U}{U_{\rm HOM}} \right) + B_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\rm HOM}} \right)^2 + B_3 \cdot \left(\frac{f}{f_{\rm HOM}} - 1 \right) \right].$$
(7*a*)

Использование отношения $U/U_{\text{ном}}$ освобождает от необходимости хранить значения U_0 в специальном массиве¹¹, но имеет недостаток – вычисленные в нормальном режиме значения P_{H} и Q_{H} не будут равны P_{H0} и Q_{H0} , если $U \neq U_{\text{ном}}$.

В ПК «EUROSTAG» нагрузки описываются степенными функциями: нагрузка пропорциональна

$$P = P_0 (U/U_0)^{\alpha} (f/f_0)^{\gamma}, Q = Q_0 (U/U_0)^{\beta} (f/f_0)^{\delta}$$

здесь, как и везде, U и U_0 – по модулю. Показатели степени задаются в исходных данных. Такая форма СХН не рассчитана на отображение нагрузки при низких напряжениях, когда по мере снижения напряжения потребляемая реактивная мощность растет (см. рисунок П.3.1), причем этот рост может спровоцировать лавину напряжения – в натуре или при правильном задании СХН, но не в расчетах с использованием степенных зависимостей. Для рассматриваемого круга задач такая форма представления СХН не пригодна.

Погрешность применения СХН тем больше, чем ниже текущее напряжение. Это связано в основном с тем, что эксперименты, на результаты которых опираются СХН (расчеты здесь играют вспомогательную роль), выполнимы только при небольших отклонениях напряжения и не дают информации о величинах нагрузки при низких напряжениях.

¹¹ В ПК «Мустанг» величины U_0 обозначены как $U_{\text{норм}}$.

Поэтому, кроме квадратичных СХН по напряжению, вынужденно применяются также их линейные аппроксимации, в которых каждая из зависимостей характеризуется *регулирующим эффектом нагрузки* (РЭН): производной мощности по напряжению или по частоте, причем переменные выражаются в относительных единицах при базисных значениях U_0 , $f_{\text{ном}}$, $P_{\text{н0}}$, $Q_{\text{н0}}$. Регулирующие эффекты активной мощности нагрузки по напряжению и по частоте выражаются следующим образом:

$$K_{PU} = \frac{P_{\rm H} - P_{\rm H0}}{P_{\rm H0}} : \frac{U - U_0}{U_0}, \quad K_{Pf} = \frac{P_{\rm H} - P_{\rm H0}}{P_{\rm H0}} : \frac{f - f_{\rm HOM}}{f_{\rm HOM}}, \tag{8}$$

регулирующие эффекты реактивной мощности аналогичны.

СХН (6)–(7) могут быть линеаризованы и записаны через РЭН по (8):

$$\begin{split} P_{\rm H} &= P_{\rm H0} \cdot \left[1 - K_{PU} + K_{PU} \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + K_{Pf} \cdot \left(\frac{f}{f_{\rm HOM}} - 1 \right) \right]. \\ Q_{\rm H} &= Q_{\rm H0} \cdot \left[1 - K_{QU} + K_{QU} \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right) + K_{Qf} \cdot \left(\frac{f}{f_{\rm HOM}} - 1 \right) \right]. \\ \Pi \text{ри этом } A_0 &= 1 - K_{PU}, A_1 = K_{PU}, A_2 = 0, A_3 = K_{Pf}, B_0 = 1 - K_{QU}, B_1 = K_{QU}, \\ B_2 &= 0, B_3 = K_{Qf}. \end{split}$$

П.3.1.3 Выбор между использованием СХН или допущением $P_{\rm H}, Q_{\rm H}$ = const

Применение СХН в расчетах УР требуется тогда, когда надо определить, насколько изменятся искомые параметры УР при том или другом изменении схемы, величин генерации и потребления. При подготовке *первого* (исходного) УР такой задачи не стоит, и нагрузки, если они достоверны, могут вводиться наиболее простым образом – при допущении $P_{\rm H}$, $Q_{\rm H}$ = const.

Однако, если рассчитывается УР слабой сети со значительными потерями напряжения, вполне вероятны условия, когда итерационный процесс расчета УР не сходится к решению. В этом случае, если не помогает смена предусмотренных в ПК стартовых алгоритмов, специалист-расчетчик пытается так изменить исходные данные, чтобы расчет сошелся, после чего анализирует причины отсутствия сходимости.

Чаще всего это происходит из-за ошибок при вводе исходных данных: неправильно заданы номинальные напряжения и коэффициенты трансформации трансформаторов, отсутствует необходимая связь между узлами или она имеет слишком большое сопротивление и т. п.

Во многих случаях хорошим способом добиться сходимости расчета УР является введение в расчет таких СХН, которые приближенно отображают дей-

ствие мощных компенсаторов, регулирующих напряжение:

$$Q_{\rm H} = Q_{\rm MCX} \cdot \left(1 - K + K \cdot \frac{U}{U_{\rm Tpe6}}\right),\tag{9}$$

где Q_{ucx} – первоначальное задание реактивной нагрузки в данном узле; $U_{\text{треб}}$ – ожидаемое (требуемое) напряжение (см. рисунок П.3.5); коэффициент K – ориентировочно 20 (чем этот коэффициент больше, тем такая мера эффективнее, но очень большие значения K могут, наоборот, ухудшить сходимость). В СХН (9) $B_1 = K$, $B_2 = 0$, $B_0 = 1 - K$.

Такие СХН целесообразно вводить в те узлы, где напряжения могут значительно отличаться от нормальных уровней. Применение этих СХН подтянет напряжения к требуемым значениям и улучшит сходимость расчета тяжелого режима. Получив «приблизительный» УР легче обнаруживать недостатки в исходных данных и вносить уточнения.



Рисунок П.3.5 – Искусственная СХН (9) для улучшения сходимости расчета

Если условия сходимости рассчитываемого режима неблагоприятны, несмотря на отсутствие ошибок в исходных данных, то после того, как устранены меры искусственного воздействия на сходимость расчета, к которым относится, в частности, характеристика (9), он снова перестанет сходиться. Тогда полезно пробовать отменять искусственные меры небольшими последовательными шагами, что облегчает процесс расчета УР, если начальными условиями являются параметры предыдущего сошедшегося расчета¹².

Если подготовленный УР предназначен для расчетов переходных процессов, то он готов. Если он является исходным в последовательности установив-

¹² При «плоском старте» обнуляются начальные фазы напряжений в узлах; в данном случае применение «плоского старта» может оказаться неполезным.

шихся режимов, отражающих изменения в расчетной схеме, то в исходные данные вводятся СХН – во все нагрузочные узлы или только в те, где ожидаются существенные отклонения напряжений по сравнению с исходным УР.

Если в ПК относительные значения напряжений вычисляются как $U/U_{\text{ном}}$, а не U/U_0 , то после введения СХН будут иметь место небольшие расхождения между заданными P_{H0} , Q_{H0} , и их вычисленными значениями (см. П.3.1.2). Если в ПК предусмотрено хранение массива значений U_0 , то после расчета исходного режима в этот массив записываются рассчитанные значения U.

П.3.1.4 Возможность учета источников активной и реактивной мощности вместе с нагрузками при использовании СХН

При подготовке расчетной схемы, содержащей распределительную сеть, часто встречаются районы, которые могли бы быть представленными как узлы нагрузки, описанные с помощью СХН или при допущении $P_{\rm H}$, $Q_{\rm H}$ = const, если бы они не содержали ГУ, в том числе принадлежащие потребителям, или накопители электрической энергии (НЭЭ), или СКРМ, в том числе батареи статических конденсаторов (БСК), синхронные компенсаторы (СК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), и др.

Дилемма в этом случае такова:

1. Увеличить объем расчетной схемы, введя в нее узлы, отображающие перечисленные источники соответствующими моделями (см. П.3.4.4).

2. Использовать единые СХН для всей совокупности электроприемников и источников, учитывая, что потребление мощности преобладает над генерацией.

Обычно эта дилемма решается с помощью контрольных расчетов, в которых сопоставляются результаты, полученные по расчетным схемам с разной подробностью отображения сети. Но этот способ трудоемок, так как требует переделки расчетной схемы. Поэтому могут быть полезными приведенные ниже самые общие рекомендации относительно того, какая свёртка указанных районов допустима (в расчетах как УР, так и переходных процессов).

1. Генераторы и СК. Электростанции целесообразно учитывать, если их суммарная мощность больше 5-15 % от величины нагрузки рассматриваемого района или если есть основания предполагать, что в этом районе возможны нарушения устойчивости генераторов или их отключение. Синхронные компенсаторы целесообразно учитывать всегда.

При необходимости учесть указанные источники в каком-либо энергорайоне, схема его сети может быть введена в общую схему полностью либо упрощенно – только основными ветвями (линиями и трансформаторами), которые связывают источники с рассчитываемой сетью, а остальную сеть с нагрузками в данном районе можно упрощать: разносить нагрузки по соседним узлам и эквивалентировать ветви. Такое упрощение схемы почти не влияет на точность расчетов, но экономит затраты времени на подготовку к ним.

2. *Нерегулируемые БСК*. Выделять нерегулируемые БСК не только незачем, поскольку у них СХН такие же, как СХН шунтов намагничивания, но и практически невозможно из-за множества точек, где имеются БСК (особенно в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий)¹³.

3. БСК, регулируемые на постоянство соѕф. Это простейший, давно применяемый закон регулирования БСК на промышленных предприятиях, позволяющий в некоторой мере стабилизировать напряжение и снижать потери в сетях. Влияние таких БСК на режим работы узла нагрузки и его СХН не велико, поэтому они могут в большинстве случаев рассматриваться как нерегулируемые, если режимы данного энергорайона не являются объектами исследования.

4. СКРМ и НЭЭ с быстродействующим регулированием. Такие установки не могут быть свёрнуты с электроприемниками, и в расчетной схеме они должны занимать такое же положение, как в действительности. Внимательно должен быть рассмотрен вопрос о математическом моделировании этих устройств и в УР, и в динамике. Влияние этих устройств на результаты расчетов в небольшой части схемы обычно велико.

П.3.1.5 Способы получения параметров СХН

Основные способы получения СХН:

 активный эксперимент (АЭ), при котором условия питания узла нагрузки принудительно изменяются, параметры режимов регистрируются, что позволяет при соответствующей обработке получить СХН;

– статистическая обработка и обобщение различных СХН, полученных экспериментально, – для использования, когда конкретные СХН отсутствуют.

Эти способы рассматриваются ниже. Дополнительные:

- суммирование статических характеристик электроприемников, соот-

 $^{^{13}}$ О параметрах СХН при различной степени компенсации Q см. П.3.1.6.

ветствующих их физическим свойствам;

– пассивный эксперимент (ПЭ), отличающийся от активного тем, что принудительных воздействий на режим не производится, а используются случайные, малые, но зато многочисленные, изменения условий питания рассматриваемого узла нагрузки¹⁴.

Первый из дополнительных способов всегда возможен, но трудоёмок. Его логичное развитие предполагает, что из общей массы электроприемников (АД и статические электроприемники), которые могут быть описаны привычными СХН выделяются узлы с особыми электроприемниками, отличающимися своими свойствами: электротяга, электрические печи, основанные на разных принципах, и пр. Такие электроприемники описываются выражениями (4) соответственно их физическим свойствам.

Пассивный эксперимент может быть эффективным, если при обработке его данных правильно учтены его особенности, роль которых может оказаться решающей. Одна из его основных особенностей ПЭ такова.

Каждое отклонение напряжения, обусловленное изменением электропотребления, изменяет величину измеряемой нагрузки. При этом, если изменение ΔU произошло во внешней сети, а состав измеряемой нагрузки неизменен, то величина изменения этой нагрузки ΔP такова, как должно быть по ее регулирующему эффекту $\Delta P / \Delta U$ (для Q, разумеется, аналогично).

Но если изменение ΔU произошло в результате коммутации *в измеряемой нагрузке*, то, как легко видеть, величины ΔP и ΔU имеют разные знаки: повышение нагрузки ($\Delta P > 0$) вызывает понижение напряжения ($\Delta U < 0$), и тогда отношение $\Delta U / \Delta P$ является характеристикой не измеряемой нагрузки, а внешней сети. В реальном ПЭ те и другие изменения выступают одновременно.

Так же влияют тренды внешних и измеряемых нагрузок. При этом, что осложняет анализ, тренды разных нагрузок коррелированы, так как они привязаны к суточным графикам. Таким образом, без специальной обработки данных ПЭ результаты часто получаются неудовлетворительными.

Экспериментальное определение СХН по напряжению при одностороннем питании узла нагрузки

Эксперимент, позволяющий определить СХН по напряжению во всем диапазоне допустимых напряжений, состоит в многошаговых изменениях

¹⁴ Методика проведения пассивного эксперимент и обработки полученных данных были разработаны Л.Е. Либовой [327].

напряжения в точке питания узла нагрузки с дискретной регистрацией U, $P_{\rm H}$, $Q_{\rm H}$. Средства изменения напряжения U должны быть вне объекта эксперимента (ОЭ) и выбираются исходя из местных условий, но чаще всего – РПН трансформаторов, но могут быть генераторы, СК или другие СКРМ.

В качестве ОЭ выбирается как можно бо́льшая часть нагрузки, для которой может быть обеспечено одностороннее питание¹⁵. На рисунке П.3.6 показаны два примера выделения ОЭ и выключатели, отключенные на время проведения эксперимента. На рисунке П.3.6*a* – допустимая схема, в которой вся испытуемая нагрузка (закрашена) переведена на питание от одного автотрансформатора. На рисунке П.3.6*б* – аналогичная, но *недопустимая* схема, потому что переключения ЛЭП на промышленном предприятии находятся вне контроля экспериментатора, а включение выключателя *B* приведет к несинхронному замыканию связи электростанции с энергосистемой и возникновению AP.



Рисунок П.3.6 – Упрощенные однолинейные схемы для выделения объекта эксперимента

Если для выполнения эксперимента предполагается выполнение отключений в сети, как показано, например, на рисунке П.3.6*a*, то должны быть предусмотрены возможности достаточно быстро восстановить нормальную

¹⁵ Когда это требование не может быть выполнено, экспериментальные оценки СХН все-таки возможны, но со значительно бо́льшими погрешностями, чем в обычном эксперименте при одностороннем питании.

схему в случае производственной необходимости.

При проведении эксперимента напряжение в точке питания ОЭ изменяется от исходного (U_0) вверх до максимально допустимого (U_{max}), вниз до минимально допустимого (U_{min}) и обратно до исходного. Величины U_{max} и U_{min} назначаются исходя из технических возможностей (например, в соответствии с диапазоном регулирования РПН СТ) и допустимости по режимам работы как сети, с учетом ограничений по перегрузкам сетевого оборудования, так и электроприемников. Минимально допустимое напряжение определяется согласно [337] нормативным коэффициентом запаса по напряжению $K_U = 0,15$ и величиной критического напряжения $U_{\kappa p}$ (о критическом напряжении см. в П.3.2):

$$U_{\min} = \frac{U_{\mathrm{Kp}}}{1 - K_U} \approx 1,2 \ U_{\mathrm{Kp}}$$

Время, затрачиваемое на одну ступень напряжения, составляет ориентировочно 3–5 мин. Принимаются к обработке замеры, выполненные через 20–40 с после изменения *U* и вплоть до команды перехода на следующую ступень. Проведение замеров чаще чем через 20–40 с при небольших нерегулярных колебаниях нагрузки почти не повышают точности СХН. Но при наличии резко переменной нагрузки желательны гораздо более частые измерения (примерно 10 раз в минуту) с последующей статистической обработкой результатов.

В отношении разрешающей способности измерений важна не точность измерений в общем смысле, а точность измерения разницы между параметрами соседних по времени режимов. Если все замеры будут смещены относительно истинных значений на несколько процентов, на результатах эксперимента это практически не скажется. Поскольку эксперименты проводятся при небольших изменениях всех параметров режима, систематические погрешности измерительных ТТ и ТН можно считать постоянными и несущественными.

Случайные погрешности регистрации напряжения должны быть не более 0,2–0,5 % от номинального, для активной и реактивной мощности – не более 0,5–1 % от кажущейся мощности в исходном режиме. Регистрация должна блокироваться во время переключений ответвлений трансформаторов, чтобы отсеять замеры, полученные при пофазной несимметрии во время переключения анцапф трансформатора.

Оптимальное число ступеней на интервале от U_{max} до U_{min} обычно 7–10. С одной стороны, чем больше ступеней, тем достовернее аппроксимация СХН. Но с другой стороны, тем продолжительнее эксперимент и, соответственно, тем больше возможный дрейф нагрузки, значительно снижающий точность экспе-

римента. Поэтому экспериментальное определение СХН выполняется только в периоды стационарности нагрузки – в часы суточных максимумов и минимумов. Следует отметить, что СХН в разные часы суток не одинаковы из-за разного состава нагрузки. Перед началом эксперимента и после его окончания полезно выполнять регистрацию параметров режима в течение 5–15 мин. для контроля отсутствия существенного дрейфа нагрузки. Если дрейф нагрузки существен, эксперимент повторяют.

Обработка данных эксперимента состоит в аппроксимации кривых $P_{\rm H}(U)$, $Q_{\rm H}(U)$. Если эксперимент прошел без существенных помех, то построение этих кривых не затруднительно (см. примеры на рисунках П.3.7, П.3.8).



Рисунок П.3.7 – Графики результатов эксперимента (А – случайный выброс $Q_{\rm H}$)



Рисунок П.3.8 – График результатов эксперимента при наличии резко переменной нагрузки, замеры с интервалом 20 с (обработка с построением линии регрессии)

Самые сложные для обработки случаи возникают, когда во время эксперимента имеет место заметный дрейф нагрузки, а повторить эксперимент нет возможности, как показано на рисунке П.3.9. Режимы между точками *a-b-c* со-

ответствуют примерно одной и той же совокупности электроприемников, но на отрезке времени c-d эта нагрузка выросла на 13 % от исходной по причинам, не связанным с изменением питающего напряжения; рост нагрузки вызвал заметное снижение напряжения в узле. На отрезке d-e состав электроприемников почти не изменялся. В первом приближении СХН на рисунке П.3.9 определяется аппроксимацией всех точек на отрезке a-b-c и, отдельно, на отрезке d-e. Регулирующие эффекты нагрузки на указанных отрезках усредняются.



Рисунок П.3.9 – Графики дрейфа нагрузки в ходе эксперимента на интервале с-d

Нетрудно заметить, что формальная обработка всех вместе результатов, полученных в эксперименте и показанных на рисунке П.3.9, дала бы вполне бессмысленную линию регрессии. Поэтому надо либо выполнять обработку с участием квалифицированного специалиста, который может обеспечить получение достаточно приемлемых СХН или забраковать эксперимент и назначить повторный, указав необходимые изменения в его проведении, либо надо найти критерии автоматического блокирования одних замеров и обработку других.

На рисунке П.3.10 показана еще более сложная не формальная обработка результатов двух экспериментов для Нагрузки № 1 и Нагрузки № 2. Результаты экспериментов показаны на рисунке ПЗ.10*а*. В нагрузках заметны скачки: после снижения питающего напряжения и соответствующего уменьшения активной нагрузки нагрузка увеличивается – это результат срабатывания АРН на понижающих СТ в узле нагрузки.

На графиках рисунка П.3.106 показаны только те отрезки, которые соответствуют изменениям напряжения и соответствующим изменениям нагрузки при неизменных положениях РПН трансформаторов. Найдя по каждому из этих отрезков оценку соответствующего РЭН как

$$K_{PU} = \frac{\Delta P}{\Delta U} \cdot \frac{U_0}{P_0} \tag{10}$$

и усреднив их по всем данным, относящимся к каждой нагрузке, получаем значения РЭН, соответствующие их естественным СХН.



Рисунок П.3.10 – Графики обработанных данных двух активных экспериментов при наличии устройств АРН на части трансформаторов

Использовав замеры, которые сделаны в конце шага, перед следующим изменением U (рисунок П.3.10в), получаем массив значений, соответствующих состояниям нагрузки после срабатываний АРН, которые соответствуют СХН с

учетом АРН. По рисунку П.3.10 для нагрузки № 1 получено, что естественный РЭН по активной мощности равен 1,2, а такой же РЭН, но учитывающий срабатывания АРН, равен 0,6. Для нагрузки № 2 – соответственно 1,5 и 0,25.

Упрощенной разновидностью описанного выше многошагового эксперимента является *одношаговый* эксперимент, в котором многократно повторяются два режима электроснабжения ОЭ: исходный и с *U*, пониженным или повышенном примерно на 5 %. Одношаговый эксперимент выполняется тогда, когда разрешенный диапазон изменения напряжения мал (порядка 2–4 %).

В одношаговом эксперименте на шаге t выполняется несколько замеров, которые в пределах одного шага усредняются и запоминаются. Для каждого перехода с напряжения U_t на U_{t+1} выполняется оценка РЭН для активной нагрузки

$$K_{PU}^{(t)} = \frac{P_{t+1} - P_t}{U_{t+1} - U_t} \cdot \frac{U_t}{P_t};$$

и аналогично для реактивной. Усреднение оценок дает искомые значения РЭН.

При вычислении средних значений РЭН полезно отбрасывать такие значения $K_{PU}^{(t)}$, $K_{QU}^{(t)}$ которые резко отличаются от остальных. Они соответствуют случаям, когда изменение питающего напряжения (вектор <u>A</u> на рисунке П.3.11*a*) совпадает со включением или отключением крупных электроприемников (векторы <u>**B**</u>, <u>**B**</u>). В результате после замера *t* могут быть получены любые из замеров *t*+1, и оценки РЭН (штриховые линии) будут ошибочными. На рисунке П3.11*б* показана гистограмма реального эксперимента. Здесь среднее значение, полученное при исключении выбросов¹⁶, равно $K_{PU} \approx 1,0$.



Рисунок П.3.11 – Возможности получения ошибочных оценок СХН (*a*) и их отбраковка при обработке результатов натурного эксперимента (б)

¹⁶ Выбросами можно считать значения, отличающиеся от математического ожидания более, чем на два среднеквадратических отклонения.

Для нагрузок с большим влиянием АРН одношаговые эксперименты не пригодны и для них целесообразен многошаговый эксперимент по типу рисунка П.3.10. Для нагрузок, мощность которых быстро колеблется (см. рисунок П.3.8), получение удовлетворительных результатов сомнительно, но при этом возможно уменьшение продолжительности шага и увеличение числа шагов.

Примеры активных экспериментов, приведенные выше, подобраны для показа неэффективности формальной обработки замеров, когда она выполняется без анализа того, как и почему изменялся режим в ходе эксперимента. Если для эксперимента на рисунке П.3.8 уместно построение линии регрессии с применением соответствующего алгоритма *для всех замеров*, то для рисунка П.3.9 этот алгоритм применим только после отбора замеров и отбраковки некоторых, а рисунок П.3.10 требует неоднократных отборов и отбраковок.

Экспериментальное определение СХН по напряжению при многостороннем питании нагрузки

В случаях многостороннего питания ОЭ (рисунок П.3.12) нужно либо дробить объект так, чтобы получить одностороннее питание каждой из его частей (или, реально: хотя бы основных его частей), либо попытаться определить значения РЭН, общие для всего района.



Рисунок П.3.12 – Многостороннее питание объекта эксперимента

При многостороннем питании ОЭ единственная, по-видимому, возможность оценить РЭН состоит в том, чтобы ориентироваться на средние значения напряжений в точках питания ОЭ (U_j , где $j = 1 \div n$; n – число точек питания ОЭ) и на суммарное электропотребление ОЭ (ΣP_j , ΣQ_j).

Здесь используется допущение о том, что ОЭ – это часть концентрированной распределительной сети с небольшими сопротивлениями линий электропередачи внутри. В такой сети уровни напряжения близки. Перетоки активных и реактивных мощностей между питающими ПС по сети ОЭ в общем случае неизбежны (особенно, когда в процессе эксперимента режим удаляется от планируемого нормального), но эти перетоки увеличивают мощности, отдаваемые в одних точках питания и уменьшают в других. Суммарные мощности, которые потребляются в ОЭ из точек питания, могут дополнительно увеличиваться за счет роста потерь от перетоков мощности между ПС, но обычно перетоки мало влияют на оценки РЭН, если ОЭ – часть концентрированной распределительной сети с небольшими сопротивлениями связей.

Сам эксперимент выполняется аналогично тому, что написано выше, как многошаговый или одношаговый. Но в данном случае предпочтительнее фиксировать три ступени: U_0 , $U_0 + \Delta U$, $U_0 - \Delta U$.

Расчетный пример. В схеме, показанной на рисунке П.3.13, ОЭ отображен одним узлом нагрузки, в котором задано: $P_{\rm H} = 100$ MBt, $Q_{\rm H} = 50$ MBap; CXH в относительных единицах ($u = U/U_0$, $p = P_{\rm H}/P_{\rm H0}$, $q = Q_{\rm H}/Q_{\rm H0}$):

$$p = 0.6 + 0.4 u^2$$
, $q = 8.4 - 19u + 11.6u^2$;

номинальное напряжение ОЭ – 110 кВ; питающей сети – 220 кВ; эквивалентный генератор 100 МВт, U = 6.3 кВ.



Рисунок П.3.13 – Упрощенная однолинейная схема к расчетному примеру

Сопротивления в ОЭ Z_j взяты существенно различными, так как это увеличивает погрешности измерений РЭН. Реактивные сопротивления составляют: $x_1 = 0,01, x_2 = 0,03, x_3 = 0,10$ в относительных единицах рассматриваемой нагрузки (ее базисное сопротивление $Z_{6a3} = 128,5$ Ом); $r_j = x_j$. Суммарные сопротивления эквивалентных ветвей 220 кВ $Z_{BH1} = Z_{BH3} = 3 + j60$ Ом; коэффициенты трансформации автотрансформаторов 220/110 кВ соответственно 4,128, 4,168; трансформатор на электростанции имеет коэффициент трансформации 19,3 (0,5 + j12 Ом на стороне 110 кВ). Устройство АРВ генератора поддерживает неизменным напряжение на его выводах. Исходный режим: $U_{10} = 118,20$; $U_{20} = 119,04$; $U_{30} = 119,00$ кВ, напряжение в узле нагрузки, недоступное в реальном эксперименте, U = 117,31 кВ; мощности, передаваемые в ОЭ, соответственно для трех ПС равны: 56,60 + *j*26,20, 29,95 + *j*23,70, 14,69 + *j*1,04 МВА.

Результаты расчетов показаны в таблице П.3.1 и на рисунке П.3.14. Управление *U*: изменения коэффициентов трансформации 220/110 кВ в первом и третьем узлах и управление возбуждением эквивалентного генератора во втором.

	Vправление напряжением			<i>U</i> ₂ , кВ	<i>U</i> ₃ , кВ	U vB	Ucnemiee	ΣP	ΣO
ПС	лавление					U, KD,	$T_{\rm C} = \frac{1}{2}$	ΔI_i	ΔQ_i , Maan
	- K _T	U_{Γ}				в нагр.	110 HC-1-5	MDT	мвар
	Исходный	і́режим 118,20 119,94 119,00 117,31 118,74 10		100,94	50,94				
1	$\Delta K_{\rm T} = -8 \%$	_	126,08	125,10	119,95	124,20	123,71	107,33	66,89
	$\Delta K_{\rm T} = +8$ %	_	111,23	114,20	118,19	111,30	114,54	99,36	44,13
2	—	$\Delta U_{\scriptscriptstyle \Gamma}$ = +8 %	118,91	121,01	119,16	118,26	119,69	102,23	53,31
	—	$\Delta U_{\rm r} = -8$ %	117,66	117,52	118,87	116,57	118,81	100,47	49,67
3	$\Delta K_{\rm T} = -6 \%$	-	118,84	119,85	125,56	118,39	121,41	103,17	54,41
	$\Delta K_{\rm T} = +6 \%$	_	117,63	118,30	112,99	116,32	116,31	101,20	50,15

Таблица П.3.1 – Результаты расчетов для расчетного примера с одним узлом нагрузки



Рисунок П.3.14 – СХН заданные (штриховые линии) и полученные (сплошные линии)

Влияние изменений перетоков мощности между точками питания на замеры в ходе этого эксперимента можно видеть в таблице П.3.1, в строках, относящихся к замерам на ПС-1: повышение U_1 по сравнению с исходным режимом на 7,9 кВ повышает ΣP на 6,4 МВт, а снижение на 7,0 кВ понижает ΣP только на 1,6 МВт. Разница в 3,5 раза между значениями $\Delta P / \Delta U$ обусловлена тем, что в данной схеме повышение U_1 увеличивает уравнительные токи и потери от этих токов, а при уменьшении U_1 уравнительные токи близки к минимуму.

В расчетной схеме необходимость отображать основные линии свёрнутого района (рисунок П.3.15*a*) зависит от конкретных условий.



Рисунок П.3.15 – Фрагмент расчетной схемы. Возможные решения

Простейший вариант – полное пренебрежение сетью рассматриваемого района – показан на рисунке П.3.15*6*; в этом случае пропускная способность данного участка сети может оказаться существенно ниже, чем в действительности. Упрощенное отображение связей рассматриваемого района, хотя бы в виде эквивалентных ветвей, как показано на рисунках П.3.15*в*–*г*, может повысить корректность расчетной схемы.

Всем нагрузкам на данном участке сети приписываются одни и те же СХН, полученные в эксперименте или другими способами, описанными ниже.

П.3.1.6 Обобщенные СХН и их применение

Под обобщением СХН понимаются:

1. Статистическая обработка и анализ экспериментальных данных.

2. Введение в формулу СХН $Q_{\rm H}(U, f)$ дополнительного параметра, позволяющего снизить разнообразие этих СХН и прийти к единой форме представления $Q_{\rm H}(U, f)$.

Естественные СХН $P_{H}(U, f)$

Статические характеристики активной нагрузки, как показано выше, с достаточной точностью определяются долей D активной мощности, потребляемой электродвигателями, в активной нагрузке узла ($D = P_{\pi B,0}/P_{H0}$):

$$P_{\rm H} = P_{\rm H0} \cdot \left[g + (1-D) \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + D \cdot \beta \cdot \frac{f - f_{\rm HOM}}{f_{\rm HOM}}\right]$$
(11)

где g – свободный член полинома; (1 - D) – доля статической нагрузки, величина которой пропорциональна квадрату напряжения; коэффициент β определяется характеристиками приводимых электродвигателями во вращение механизмов, $\beta = 1 - 3$.

Таким образом, параметры СХН $P_{\rm H}(U, f)$ определяются в первом приближении (без учета потерь) только составом нагрузки. Значение *D* можно приближенно оценить, имея представление об электропотреблении в рассматриваемом районе: $P_{\rm быт.0}$ – в быту и $P_{\rm пром.0}$ – промышленностью без электропотребления мощными статическими устройствами, например, печами и др.:

$$D \approx [(0,8-0,9) P_{\text{пром.0}} + (0,1-0,2) P_{\text{быт.0}}] / P_{\text{H0}}.$$

Средние значения A_1 , A_2 и A_3 и наиболее вероятные диапазоны их вариаций приведены в таблице П.3.2. Там же указаны диапазоны вариаций коэффициентов СХН. Они требуются при оценке влияния неточности задания СХН на расчетные параметры УР.

Таблица П.3.2 – Коэ	ффициенты обобщенно	ой естественной	$\operatorname{CXH} P_{\mathrm{H}}(U, f)$
---------------------	---------------------	-----------------	---

Особенности состава нагрузки	A_1	A_2	A_3
Общий случай	0	0,5 (0,3–0,8)	1,2 (0,5–1,5)
Преобладают крупные промышленные предприятия	0	0,3 (0,1–0,4)	1,5 (1,0–2,0)
Крупные промышленные предприятия отсутствуют	0	0,7 (0,6–0,9)	0,6 (0,3–0,9)

Если регулирующий эффект активной нагрузки по напряжению *К*_{PU} известен из натурного эксперимента, то коэффициенты СХН могут быть приняты:

$$A_1 = 0, A_2 = 0, 5 \cdot K_{PU}.$$

Если известен регулирующий эффект активной нагрузки по частоте K_{Pf} , то $A_3 = K_{Pf}$. Но в последнем случае нужно быть уверенными в том, что значение K_{Pf} получено при отклонениях частоты и U = const в узле нагрузки. В общем случае эксперименты с изменениями частоты (пассивные или активные) имеют два вида. Первый – определяются СХН для выделенного ОЭ, когда эксперимент по частоте выполняется при поддержании U = const в точке питания нагрузки. Второй – эксперимент с изменениями частоты выполняется для ЭЭС в целом или для ее части без попыток воздействия на уровни напряжения, при этом между частотой и напряжениями имеется положительная корреляция.

Если зависимость активной нагрузки от частоты получена без поддержания неизменного напряжения, то при этом будет получен регулирующий эффект нагрузки, равный

$$K_{PfU} = K_{Pf} + \frac{\Delta U}{\Delta f} \cdot \frac{f_{\text{HOM}}}{U_0} \cdot K_{PU},$$

где отношение $\frac{\Delta U}{\Delta f}$ отражает зависимость напряжения в узле нагрузки от частоты, которая имела место при измерениях.

Зависимость характеристик Qн(U, f) от степени компенсации реактивной мощности и принцип обобщения этих характеристик

Разработка такой формы представления СХН и соответствующий анализ представлены в [327]. Выше было отмечено, что при больших изменениях значения Q_{μ} вид СХН $Q_{\mu}(U, f)$ может существенно измениться. Особенно сильны

различия, когда изменяется степень компенсации реактивной мощности

$$k=\frac{Q_{\Im\Pi}-Q_{\rm H}}{Q_{\rm H}},$$

где $Q_{3\pi}$ – реактивная мощность, потребляемая электроприемниками, $Q_{\rm H}$ – реактивная мощность, потребляемая от источника питания.

На рисунке П.3.16 показаны характеристики нагрузки, у которой $Q_{_{3\Pi,0}} =$ 100 Мвар, при разной степени компенсации реактивной нагрузки статическими конденсаторами.



Рисунок П.3.16 – Пример характеристик $Q_{\rm H}(U)$: зависимости $Q_{\rm H}$, Мвар, от напряжения при разной степени компенсации реактивной мощности k(a); те же характеристики, но значения $Q_{\rm H}$ представлены в долях $Q_{\rm H0}(\delta)$

Графики $Q_{\rm H}(U)$ на рисунке П.3.16*а* при увеличении степени компенсации смещаются вниз, в сторону снижения потребления реактивной мощности, и немного изменяется кривизна характеристик. Если же построить графики для величин $Q_{\rm H}/Q_{\rm H0}$, соответствующих полиному

$$B_0 + B_1 (U/U_0) + B_2 (U/U_0)^2$$
,

то при разной степени компенсации реактивной мощности графики оказываются совершенно различными (рисунок П.З.166). Кривые на рисунке П.З.166 тем сильнее зависят от напряжения, чем ближе к единице значение k, причем кривые, полученные или построенные для k > 1 (т. е. при $Q_{H0} < 0$), перевернуты относительно кривых для k < 1 и для усреднения непригодны.

Способ усреднения характеристик реактивной мощности, несмотря на различия в степени компенсации реактивной мощности, основан на том, что всякая реактивная нагрузка рассматривается состоящей из двух компонент:

1. $Q_{3\pi}$ – мощность электроприемников (плюс потери), которая в своей совокупности обладает некоторым неизвестным (базовым) коэффициентом мощности $\cos\varphi_{3\pi.0}$.

2. Q_{KY} – мощность компенсирующих устройств, выбранных так, чтобы обеспечить фактический коэффициент мощности в узле нагрузки соѕ ϕ_{H0} .

Характеристики компенсирующих устройств $Q_{KY}(U)$ известны. Эта мощность может в общем случае иметь любой знак и быть равной нулю, если $\cos \phi_{H0} = \cos \phi_{3n.0}$. Преимущество такой двухкомпонентной модели состоит в том, что, используя равенство

$$Q_{\rm H}(U) = Q_{\rm SH}(U) - Q_{\rm KY}(U),$$
 (12)

можно переходить от СХН $Q_{\rm H}(U, f)$, в которой значение $\cos\varphi_{\rm H0}$ варьирует сильно, к СХН $Q_{\rm 9n}(U, f)$, где значения $\cos\varphi_{\rm 9n,0}$ гораздо более стабильны, и усреднять не характеристику $Q_{\rm H}(U, f)$, для усреднения неудобную, а характеристику самих потребителей $Q_{\rm 9n}(U, f)$. Взяв для конкретной задачи эту усредненную характеристику и зная конкретное значение $\cos\varphi_{\rm H0}$ можно выполнить обратное преобразование и определить искомую характеристику $Q_{\rm H}(U, f)$.

Покажем это в общем виде. Пренебрегая потерями активной мощности, т. е. полагая, что $P_{\rm H} = P_{\rm 3H}$, получаем:

$$Q_{\rm H0} = P_{\rm H0} \, {\rm tg} \phi_{\rm H0}, \ \ Q_{\rm 9 II.0} = P_{\rm H0} \, {\rm tg} \phi_{\rm 9 II.0}.$$

При произвольном напряжении $u = U/U_0$ вместо (12) имеем:

$$Q_{\rm H0} \cdot f_{\rm H0}(u) = Q_{\rm 3H,0} \cdot f_{\rm 3H}(u) - Q_{\rm KY,0} \cdot f_{\rm KY,0}(u); \quad Q_{\rm KY,0} = Q_{\rm 3H,0} - Q_{\rm H0}.$$

Тогда, заменяя функции f квадратичными полиномами и переходя от Q к $P \cdot tg\phi$, получаем:

$$P_{\rm H0} \cdot tg\phi_{\rm H0} \cdot (B_0 + B_1 u + B_2 u^2) = P_{\rm H0} \cdot tg\phi_{\rm 3H,0} \cdot (B_{0,\rm 3H} + B_{1,\rm 3H} u + B_{2,\rm 3H} u^2) - P_{\rm H0} \cdot (tg\phi_{\rm 3H,0} - tg\phi_{\rm H,0}) \cdot (B_{0,\rm KY} + B_{1,\rm KY} u + B_{2,\rm KY} u^2);$$
(13)

здесь коэффициенты полиномов, описывающих СХН, снабжены дополнительными индексами в соответствии с (12).

Из выражения (13) следует, что:

$$B_{1.3\Pi} = (B_1 - B_{1.KY}) \cdot \frac{\mathrm{tg}\varphi_{H0}}{\mathrm{tg}\varphi_{3\Pi,0}}, \ B_{2.3\Pi} = (B_2 - B_{2.KY}) \cdot \frac{\mathrm{tg}\varphi_{H0}}{\mathrm{tg}\varphi_{3\Pi,0}} + B_{2.KY}. \ (14)$$

Рассмотрим соответствующие экспериментальные данные относительно регулирующих эффектов реактивной мощности по напряжению [12] применительно к наиболее распространенному СКРМ – БСК, у которых мощность Q_{KY} пропорциональна квадрату напряжения и, следовательно,

$$B_{0.\rm KY} = B_{1.\rm KY} = 0, \ B_{2.\rm KY} = 1.$$

Для упрощения перейдем от коэффициентов СХН B_1 и B_2 к регулирующим эффектам K_{QU} , равным $B_1 + 2B_2$. Продифференцировав (13) по *и*, получаем для u = 1 соотношение между регулирующими эффектами реальной нагрузки K_{QU} и регулирующими эффектами собственно электроприемников $K_{QU.эп}$. Переход от K_{QU} к $K_{QU.эn}$ и обратно выражается симметричными формулами:

$$K_{QU,\Im\Pi} = \left(K_{QU} - 2\right) \cdot \frac{\mathrm{tg}\varphi_{\Pi 0}}{\mathrm{tg}\varphi_{\Im\Pi 0}} + 2, \quad K_{QU} = \left(K_{QU,\Im\Pi} - 2\right) \cdot \frac{\mathrm{tg}\varphi_{\Im\Pi 0}}{\mathrm{tg}\varphi_{\Pi 0}} + 2.$$

На рисунке П.3.17 показаны регулирующие эффекты реактивной мощности по напряжению K_{QU} , полученные экспериментально для реальных нагрузок в 60–80-х годах, а также регулирующие эффекты электроприемников $K_{QU,3\Pi}$, рассчитанные для тех же экспериментальных данных [12].



Рисунок П.3.17 – Регулирующие эффекты реактивных нагрузок по напряжению, полученные для крупных узлов в сетях 220 кВ и ниже (*a*) и соответствующие расчетные значения $K_{QU.эn}$ (*б*): ●,○ – режимы максимальной нагрузки; ▼,▽ – нагрузка ниже максимальной; ○, ▽ – эксперименты Л.Н. Горбуновой и Э.М. Мерпорта; ●, ▼ – эксперименты Л.Е. Либовой, Э.А. Хачатряна и Ю.Е. Гуревича.

Как видно на рисунке П.3.17, разброс РЭН, полученных экспериментально, K_{QU} велик: от –40 до +100; разброс соответствующих величин $K_{QU,3n}$ гораздо меньше: от 2 до 14. При этом обнаруживается корреляция этих величин с режимом нагрузки: в режимах максимума значения $K_{QU,3n}$ лежат в диапазоне 2–6, а в режимах, где нагрузка ниже максимальной, эти значения в среднем выше. Это объяснимо тем, что при малой нагрузке превалируют составляющие реактивной мощности, связанные с намагничиванием и имеющие большой РЭН по напряжению, а при большой нагрузке усиливается влияние потерь реактивной мощности в сети, которые характеризуются отрицательным регулирующим эффектом по напряжению и снижают общий РЭН реактивной нагрузки.

И, наконец, что особенно существенно, регулирующие эффекты электроприемников $K_{QU.эп}$ практически не коррелированы с коэффициентами мощности реальных нагрузок соs ϕ_{H0} , что свидетельствует о том, что рассматриваемая двухкомпонентная модель принципиально правильна.

Таким образом, имеется возможность усреднения параметров нагрузки – регулирующих эффектов K_{QU} и коэффициентов СХН. При этом конечные результаты не зависят от реальных величин коэффициента мощности потребителей соѕ $\varphi_{3п,0}$. Последнее означает, что соѕ $\varphi_{3n,0}$ – промежуточный параметр, который может быть задан произвольно, но в пределах реально возможного. В числовых расчетах принималось значение соѕ $\varphi'_{3n,0} = 0,85$ (tg $\varphi'_{3n,0} = 0,620$).

Итак, могут использоваться две разнонаправленные процедуры.

1. По результатам эксперимента получить форму СХН $Q_{\rm H}(U)$, удобную для статистической обработки:

– по данным натурных измерений определить обычным образом коэффициенты квадратичного полинома B_1, B_2 ;

– по формуле (14) при $B_{1.KY} = 0$, $B_{2.KY} = 1$ вычислить коэффициенты $B_{1.9\Pi}$ и $B_{2.9\Pi}$ СХН электроприемников и предъявить их для статистической обработки;

– коэффициенты СХН, полученные в результате статистической обработки, обозначить как *B*'_{1.эп}, *B*'_{2.эп}.

2. Располагая статистическими данными по $B'_{1.9\Pi}$, $B'_{2.9\Pi}$, получить наиболее вероятную СХН $Q_{\rm H}(U)$ в обычной форме для конкретных значений $Q_{\rm H0}$ и tg $\phi_{\rm H0}$:

– если компенсирующие устройства иные, чем нерегулируемые конденсаторные батареи, определить необходимые значения $B_{1,Ky}$, $B_{2,Ky}$ и вычислить искомые коэффициенты B_1 , B_2 по формулам, вытекающим из (14):

$$B_{1} = (B'_{1.\Im\Pi} - B_{1.KY}) \cdot \frac{\mathrm{tg}\phi'_{\Im\Pi,0}}{\mathrm{tg}\phi_{H0}} + B_{1.KY}, \ B_{2} = (B'_{2.\Im\Pi} - B_{2.KY}) \cdot \frac{\mathrm{tg}\phi'_{\Im\Pi,0}}{\mathrm{tg}\phi_{H0}} + B_{2.KY};$$

– в обычном случае применения нерегулируемых батарей статических конденсаторов, вычислить искомые коэффициенты *B*₁, *B*₂ по формулам:

$$B_{1} = B'_{1.\Im\Pi} \cdot \frac{\mathrm{tg}\varphi'_{\Im\Pi,0}}{\mathrm{tg}\varphi_{H0}}, \quad B_{2} = (B'_{2.\Im\Pi} - 1) \cdot \frac{\mathrm{tg}\varphi'_{\Im\Pi,0}}{\mathrm{tg}\varphi_{H0}} + 1; \quad (15)$$

- вычислить $B_0 = 1 - B_1 - B_2$.

Общий вид СХН, где дополнительно выполнено аналогичное преобразование для зависимостей реактивных мощностей от частоты, следующий:

$$Q_{\rm H} = Q_{\rm H0} \cdot \left[\frac{b_0}{{\rm tg}\varphi_{\rm H0}} + \frac{b_1}{{\rm tg}\varphi_{\rm H0}} \cdot \frac{U}{U_0} + \left(1 + \frac{b_2}{{\rm tg}\varphi_{\rm H0}} \right) \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + \left(1 + \frac{b_3}{{\rm tg}\varphi_{\rm H0}} \right) \cdot \frac{f - f_{\rm HOM}}{f_{\rm HOM}} \right]; \quad (16)$$

здесь b_0 , b_1 , b_2 , b_3 – числовые коэффициенты, полученные в результате статистической обработки натурных экспериментов.

Полученные СХН, включающие в себя в качестве важного дополнительного параметра величину соотношения между $P_{\rm H0}$ и $Q_{\rm H0}$ (или значения tg $\phi_{\rm H0}$ либо соs $\phi_{\rm H0}$), названы *обобщенными СХН*.

Таким образом, формула (16) сводит *всё разнообразие СХН к зависимости* $Q_{\rm H}$ *от одной переменной* (tg $\varphi_{\rm H,0}$), характеризующей размеры компенсации реактивной мощности, если $Q_{\rm H0}$ известно и известны коэффициенты b_0 , b_1 , b_2 , b_3 (по статистическим данным или для аналогичной нагрузки).

Форму представления СХН (16) полезно ввести в ПК, предоставив специалисту-расчетчику выбор: использовать обычную форму (7) либо обобщенную (16). В последнем случае $tg\phi_{H0} = Q_{H0} / P_{H0}$ – величина, вычисляемая для любой нагрузки. Если по-прежнему использовать форму (7), то для однотипных нагрузок, но с разными коэффициентами мощности, придется использовать разные наборы коэффициентов B_1 и B_2 , что усложняет подготовку расчетной модели.

Естественные обобщенные характеристики QH(U, f)

Результаты экспериментальных работ¹⁷ по определению СХН позволяют рекомендовать значения коэффициентов для формы (14). Они приведены в таблице П.3.3 («средние СХН»).

Активная нагрузка в		Форма (14)			Форма (7)			
данном режиме, % от суточного макси- мума	Вид СХН	b_1	b_2	b_3	B_1	B_2	B_3	
	Средняя	-9,5	5,3	-1,5	-9,5 ξ	1+ 5,3 ξ	1–1,5 ξ	
Свыше 70 %	Пологая	-11,2	5,6	-0,7	$-11,2 \xi$	1+5,6 ξ	1–0,7 ξ	
	Крутая	-12,3	7,4	-2,5	$-12,3 \xi$	1+7,4 ξ	1–2,5 ξ	
	Средняя	-8,9	5,3	-1,5	-8,9 ξ	1+5,3 ξ	1–1,5 ξ	
50-70 %	Пологая	-10,5	5,5	-1,5	–10,5 <i>ξ</i>	1+5,5 ξ	1–0,7 ξ	
	Крутая	-10	7,5	-1,5	-10ξ	1+7,5 <i>ξ</i>	1–2,5 ξ	

Таблица П.3.3 – Коэффициенты обобщенной естественной СХН $Q_{\rm H}(U, f), \xi = P_{\rm H0}/Q_{\rm H0}$

Если нужно расчетным путем определить, каких погрешностей можно ожидать в расчете УР от замены истинных СХН на предлагаемые статистиче-

¹⁷ Публикации ВНИИЭ 1965–1993 гг. [327] и др.

ски средние, то могут быть использованы крайние СХН (на основе экспериментальных данных): «пологая СХН» и «крутая» СХН.

В случаях, когда при $U = U_0$ реактивная нагрузка по модулю меньше $0,01P_{H0}$, нужно принимать, что $|Q_{H0}| = 0,01P_{H0}$ с сохранением знака Q_{H0} . Значение b_0 и B_0 определяются исходя из условия, что при $U = U_0$ и $f = f_{HOM}$ потребление мощности равно P_{H0} и Q_{H0} :

$$b_0 = -(b_1 + b_2), \quad B_0 = 1 - B_1 - B_2.$$

Если известны полученные в результате натурных экспериментов регулирующие эффекты нагрузки по напряжению *K*_{QU}, то ориентировочно:

$$B_1 \approx -4K_{QU}, \quad B_2 \approx 2,5K_{QU}.$$

Если известны коэффициенты B_1 , B_2 , полученные в результате натурных экспериментов или специальных расчетов для некоторого значения $tg\phi_{H0}$, то можно вычислить коэффициенты B''_1 , B''_2 для той же (или такой же) нагрузки, но при другом значении $tg\phi''_{H0}$, т.е. при другой степени компенсации реактивной мощности:

$$B''_{1} = B_{1} \cdot \frac{\mathrm{tg}\varphi_{\mathrm{H0}}}{\mathrm{tg}\varphi''_{\mathrm{H0}}}, \ B''_{2} = 1 + (B_{2} - 1) \cdot \frac{\mathrm{tg}\varphi_{\mathrm{H0}}}{\mathrm{tg}\varphi''_{\mathrm{H0}}}$$

Изменения обобщенных СХН вследствие переключений РПН трансформаторов и адаптационных эффектов

Выше были рассмотрены эффекты, обусловленные переключениями РПН устройствами АРН или вручную и адаптацией потребителей к изменившимся условиям питания. Если активная нагрузка может через большее или меньшее время вернуться к значению, близкому к исходному, то в отношении реактивной нагрузки условия несколько иные. Регулирование производительности электроустановок может изменять реактивную мощность пропорционально активной (если регулируется число работающих однотипных установок) и может почти не влиять на величину реактивной мощности (если основные потери реактивной мощности связаны с намагничиванием неизменного количества СТ и электродвигателей).

Регулирование ответвлений СТ восстанавливает потребление реактивной мощности в меньшей мере, чем потребление активной мощности, так как часть реактивной мощности связана с намагничиванием тех трансформаторов, у которых переключаются ответвления, и эта составляющая реактивной мощности почти не изменяется при срабатываниях устройств АРН.

Для расчетов УР, выполняемых для моментов времени, наступающих через 5–15 мин. и после изменения напряжения, СХН допустимо задавать приведенными выше коэффициентами A_1 , A_2 , B_1 , B_2 , но уменьшенными в соответствии с фактической долей m_{APH} активной нагрузки, питающейся через трансформаторы, оснащенные устройствами АРН.

Если распределительная сеть в узле нагрузки, общая для всех групп потребителей, невелика, то коэффициенты СХН, учитывающие влияние устройств АРН, могут быть приняты следующими:

 $A_{1T} \approx A_1 \cdot 0.8 \cdot (1 - 0.7 \ m_{APH}), \ A_{2T} \approx A_2 \cdot 0.8 \cdot (1 - 0.7 \ m_{APH})$ (17*a*)

 $B_{1T} \approx B_1 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,7 \ m_{APH}), B_{2T} \approx B_2 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,7 \ m_{APH}),$ (176) где множители 0,8 для активной мощности и 0,9 для реактивной используются для того, чтобы учесть снижение регулирующих эффектов нагрузки за счет адаптации без участия устройств АРН; множитель 0,7 приближенно учитывает влияние зон нечувствительности АРН и ограничений по максимальному и минимальному коэффициенту трансформации трансформаторов.

При протяженной распределительной сети значительная часть трансформаторов со своими потерями реактивной мощности на намагничивание находится вне действия устройств АРН, поэтому в данном случае вместо (17*б*) лучше использовать выражение:

$$B_{1T} \approx B_1 \cdot (1 - 0.5 \ m_{\text{APH}}), \ B_{2T} \approx B_2 \cdot (1 - 0.5 \ m_{\text{APH}}), \ (176)$$

Приведенные СХН с учетом устройств АРН пригодны для расчетов с небольшими отклонениями U (не более, чем на 5–8 %), потому что при бо́льших отклонениях напряжения будут достигаться крайние ответвления СТ и воздействие устройств АРН на напряжение прекратится.

В случаях значительного влияния АРН на режим работы сети и на величину электропотребления полезно изменить расчетную схему распределительной сети в тех ее частях, которые имеют наибольшее значение и содержат трансформаторы с устройствами АРН, удвоив число нагрузок (рисунок П.3.18).



Рисунок П.3.18 – К учету влияния устройства АРН

Здесь, по-прежнему, *m*_{АРН} – доля активной нагрузки, питающейся через трансформаторы с устройствами АРН. Представление реальной нагрузки двумя

частями, не регулируемой и регулируемой, позволяет правильнее учитывать переключения устройств РПН.

П.3.2 Критическое напряжение питания нагрузки и его определение

В теории критическим напряжением ($U_{\rm кp}$) называется такое самое низкое напряжение, при котором сохраняется статическая устойчивость электроустановок, при этом, как правило, подразумеваются электроприемники. У электродвигателей переменного тока процесс нарушения статической устойчивости называется «опрокидыванием», когда двигатель не может обеспечить требуемую на валу мощность и тормозится, потребляя большой ток и реактивную мощность. Когда двигатель остановится, потребляемые им мощности будут пропорциональны U^2 ; отключение его от сети выполняет токовая защита.

На практике у многих электроприемников снижение напряжения вызывает их отключение, которое не имеет отношения к нарушению статической устойчивости: отключаются люминесцентные лампы, в сетях внутреннего электроснабжения предприятий происходят отключения электроприемников низкого напряжения вследствие самоотключения магнитных пускателей (МП), срабатывают защиты минимального напряжения и др.

Новые, чистые магнитные пускатели имеют напряжение самоотключения примерно 60–70 % от номинального; у старых, загрязненных пускателей эта величина возрастает до 80–90 %. Самопроизвольные отключения магнитных пускателей часто становятся причиной многих других отключений. Например, отключение магнитного пускателя маслонасоса, обеспечивающего давление масла в подшипниках СД, вызывает срабатывание его технологической защиты, реагирующей на понижение давления в масляной системе, и СД отключается; это вызывает нарушение технологического процесса и отключения других электроприемников. Все такие процессы физически разнородны, но все они нарушают нормальное функционирование потребителей. Поэтому, с учетом практической направленности расчетных задач, в понятие критического напряжения целесообразно включать все нарушения работы электроприемников, обусловленные низкими уровнями напряжения.

Величину критического напряжения на шинах электродвигателей несложно рассчитать. Максимальный вращающий момент, развиваемый АД при напряжении U, равен $M_{\text{max}}(U / U_{\text{ном}})^2$, где M_{max} – максимальный момент при номинальном напряжении. Отбрасывая факторы, которые в данном случае явля-

$$M_{\rm max} \left(U_{\rm \kappa p} / U_{\rm HOM} \right)^2 \approx M_{\rm pab},$$

откуда:

$$U_{\mathrm{kp}} = U_{\mathrm{HOM}} \cdot \sqrt{\frac{M_{\mathrm{pa6}}}{M_{\mathrm{max}}}}$$

Отношение рабочего момента к номинальному примерно равно коэффициенту загрузки k_{3arp} , вычисляемому как P / P_{HOM} ; отношение M_{max} к M_{HOM} есть кратность максимального момента m_{max} . Тогда:

$$U_{\rm Kp} = U_{\rm HOM} \cdot \sqrt{\frac{k_{\rm 3arp}}{m_{\rm max}}}.$$
 (18)

Итак: критическое напряжение АД зависит главным образом от загрузки АД. При номинальной загрузке ($k_{\text{загр}} = 1$) и $m_{\text{max}} = 2,2$ критическое напряжение равно 67,5 %.

Критическое напряжение СД также зависит от загрузки, но в еще большей степени зависит от величины тока возбуждения. Если ток возбуждения СД при изменениях напряжения поддерживается на неизменном уровне, то критическое напряжение определяется тем, какое рабочее значение коэффициента мощности ($\cos \varphi_{pab}$) установлено. Бо́льшим значениям тока возбуждения соответствует выдача реактивной мощности Q в сеть, малым значениям – потребление Q; в последнем случае значения U_{kp} велики.

Если понижение напряжения вызывает рост тока возбуждения (при действии АРВ или дискретной форсировки), то критические напряжения СД примерно такие же как у АД или ниже.

Однако нередки случаи, когда APB выведен из действия, а $\cos\varphi_{pa\delta}$ поддерживается около единицы. Такой режим СД считается предпочтительным: ток статора минимально возможен ($Q \approx 0$) и ток возбуждения значительно меньше номинального, значит, нагрев СД минимально возможный. Следует отметить, что при снижении напряжения в сети статическая устойчивость может нарушаться раньше, чем сработает дискретная форсировка возбуждения СД, уставка срабатывания которой находится в диапазоне 80–85 %.

В [327] показано, что критическое напряжение на шинах группы СД, если их токи возбуждения неизменны, может быть вычислено по формуле:

$$U_{\rm Kp} \approx U_{\rm HOM} \, q^{-0.5} \,, \tag{19}$$

где

$$q = 1 + \frac{1}{P^2} \cdot \left(\frac{U_{\text{HOM}}^2}{X} - Q\right)^2; \quad X = x_d \cdot \frac{U_{\text{HOM}}^2 \cos\varphi_{\text{HOM}}}{P_{\text{HOM}}}$$

 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение СД, кВ; *P* и *Q* – мощности, потребляемые всей группой СД, МВт, Мвар, причем *Q* > 0, если СД работают с потреблением *Q* из сети; x_d – синхронное сопротивление, отн. ед. Зависимость $U_{\text{кр}}$ от рабочего значения соs $\varphi_{\text{раб}}$ по формуле (19) показана сплошной линией на рисунке П.3.19.

Если же СД при отключенных APB имеют статические системы возбуждения, когда ток возбуждения пропорционален напряжению (а также бесщеточное возбуждение без гармонического возбудителя) критическое напряжение определяется формулой, отличающейся от (19):

$$U_{\rm KD} \approx U_{\rm HOM} \, q^{-0.25} \tag{20}$$

при той же формуле для q, что и выше. В этом случае зависимость $U_{\kappa p}$ от рабочего значения $\cos \phi_{pab}$ показана на рисунке П.3.19 штриховой линией. Здесь устойчивость еще хуже, чем при неизменных токах возбуждения, и все значения $U_{\kappa p}$ больше, чем напряжения срабатывания форсировки.



Рисунок П.3.19 – График зависимости $U_{\rm kp}$ на шинах СД типа СТД-5000-2 от соз $\varphi_{\rm pad}$

Полезно помнить, что режим, сохраняющий статическую устойчивость за счет форсировки возбуждения СД, не может быть длительным: СД будут отключены защитой от токовых перегрузок, и, следовательно, работа потребителей будет нарушена. Таким образом, для СД, работающих без APB по напряжению, такие режимы работы, когда $\cos\varphi_{pa\delta} \approx 1$, крайне нежелательны.

Значения критического напряжения в узлах нагрузки напряжением 110 кВ и выше, удаленных от шин электроприемников, могут быть существенно
больше, чем критические напряжения самих электроприемников, так как при пониженных напряжениях потери напряжения в сети возрастают. Для правильного определения критических напряжений в узлах нагрузки приходится дополнять расчетную схему основными линиями и трансформаторами, связывающими узел нагрузки с шинами электроприемников 6–10 кВ. В отношении этих шин допустимо объединять их, пренебрегая небольшими сопротивлениями между ними, и суммировать их нагрузки.

Критические напряжения на этих шинах для АД и СД могут быть оценены, как показано выше по условиям их статической устойчивости [формулы (18)–(20)]; для остальных электроприемников $U_{\rm kp} \approx 0,75 U_{\rm Hom}$ – в основном по причинам, связанным с самоотключениями.

Расчеты УР выполняются обычным образом, но с контролем напряжений на шинах электроприемников. Если в какой-либо точке напряжение ниже критического, этот режим нужно рассматривать как реально не существующий. Ориентировочные расчетные данные могут быть получены, если считать, что величина $U_{\rm kp}$ в узлах 110–330 кВ составляет, согласно [337],

$$U_{\rm kp} \approx \max(0,7 \ U_{\rm HOM}; 0,75 \ U_{\rm HOPM}),$$
 (21)

где $U_{\text{норм}}$ – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы. Это выражение неприменимо в следующих случаях, в которых критические напряжения могут значительно превышать значения, вычисленные по (21):

 в узле нагрузки имеются протяженные сильно загруженные линии (т.е. имеют место значительные потери напряжения);

- понижающие трансформаторы снабжены устройствами АРН¹⁸;

– в нагрузке значительная доля активной мощности (свыше 10–15 %) приходится на синхронные двигатели.

Выполняя расчеты УР, необходимо помнить, что при попытке рассчитать УР, в котором одно или несколько напряжений ниже соответствующих критических значений, возможны как остановка расчета из-за отсутствия сходимости, так и получение формального результата, не имеющего отношения к действительности. Последнее может быть потому, что в расчете УР не фигу-

¹⁸ Действие устройств АРН при снижении питающего напряжения увеличивает напряжения на шинах электроприемников (по сравнению с отсутствием АРН) и увеличивает потребляемые из сети токи, что увеличивает потери напряжения в питающей сети и снижает запас статической устойчивости по напряжению узла нагрузки в целом.

рируют ни электродвигатели, которые могут опрокидываться, ни остальные электроприемники, которые могут самопроизвольно отключаться, а формула СХН позволяет вычислить P и Q при любом напряжении. Последнее свойство придано выражениям СХН намеренно: в итерационном процессе расчета УР значения переменных могут изменяться в больших пределах, и если бы СХН были бы применимы только при $U > U_{\rm kp}$, итерационный расчет во многих случаях был бы невозможнен.

Поэтому контроль низких напряжений должен осуществлять специалистрасчетчик¹⁹. В перспективе целесообразно дополнить исходную информацию о параметрах нагрузки в узлах значениями $U_{\rm kp}$ и, после успешного окончания итераций, контролировать выполнение по всем узлам условия $U > U_{\rm kp}$.

П.3.3 Динамические модели нагрузки для расчетов переходных процессов

П.3.3.1 Процессы и расчетные задачи, в которых решающую роль играют динамические свойства электроприемников

Процессы в нагрузках в основном определяются АД, так как из электроприемников, электропотребление которых может значительно изменяться во времени после нарушений нормального электроснабжения, АД – самый массовый. Другая группа «сильно влияющих» электроприемников – СД.

Из внешних воздействий, влияющих на работу комплексов электроприемников различных промышленных предприятий, наиболее существенны провалы напряжения при КЗ в сети, однократные в случаях КЗ без АПВ или с успешным АПВ или двукратные при неуспешном АПВ. Основные особенности таких расчетов приведены ниже.

1. Помимо электромеханических изменений скоростей вращения электродвигателей, необходимо учитывать действие устройств РЗА, которые могут вызвать отключения и включения электроприемников. Необходимо моделировать действия тех устройств РЗА как в сети внешнего, так и в сети внутреннего (внутриплощадочного) электроснабжения.

2. Если объект имеет значительное электропотребление на напряжении 0,4 кВ и если эти электроприемники коммутируются МП, то в расчетах необходимо учитывать, что при снижении напряжения примерно на 30 % от номи-

¹⁹ В ПК «Rastr», ПК «RastrWin» предусмотрены возможности, чтобы легко следить за отклонениями напряжения.

нального (или менее), даже если длительность КЗ менее 0,1 с, магнитные пускатели самопроизвольно отключаются, создавая сброс нагрузки в размере, примерно соответствующем промышленной нагрузке на напряжении 0,4 кВ.

3. Самое плохое из возможных последствий, вызванных кратковременными провалами напряжения, – это опрокидывание многих электродвигателей, вызывающее дополнительные снижения напряжения и, как следствие, – опрокидывания тех электродвигателей, которые до этого момента работали со скоростями, близкими к нормальным. Это – лавина напряжения. Установившиеся значения напряжений, по данным расчетов, могут быть в диапазоне 10–40 % от номинальных значений. Затормозившиеся электродвигатели при этом будут отключены, технологические процессы будут нарушенными.

При разных условиях электроснабжения и электропотребления лавина напряжения может захватить весь объект или его часть. В некоторых условиях (в частности, на нефтепромыслах) лавина напряжения, начавшись на одном объекте, может захватить и другие, соседние.

Основным противоаварийным мероприятием в этом случае должно быть предотвращение возникновения лавины напряжения в виде разгрузки соответствующего участка сети. При этом основная расчетная задача – выбрать величину разгрузки и время ее реализации от момента, когда обнаруживается неизбежность снижения напряжения. Устройства РЗ и ПА, действующие при снижении напряжения на отключение электроприемников, должна быть алгоритмами или уставками отстроены от тех процессов, когда разгрузка не требуется (например, при штатно ликвидируемых КЗ). Важно отметить, что чем позже реализуется разгрузка, тем больший объем отключений минимально необходим.

4. Если в узле нагрузки развивается лавина напряжения и электродвигатели останавливаются, то электропотребление значительно снижается: механизмы, приводимые во вращение электродвигателями, мощности не потребляют; механические потери снижены; потери, связанные с намагничиванием, пропорциональные второй или еще более высокой степени напряжения, малы; потери в активных сопротивлениях внутренней сети объекта тоже не велики; соответственно низкому уровню U статические электроприемники потребляют также малую мощность. В итоге – значительный сброс активной нагрузки.

5. Если лавина напряжения является следствием отделения узла нагрузки от сети внешнего электроснабжения с большим дефицитом активной мощности [9, 12], то сброс нагрузки в этом узле приводит к тому, что снижение частоты, начавшееся в момент отделения от сети, прекращается. Время, в течение кото-

рого частота снижается, соответствует времени прохождения лавины напряжения (около секунды или менее). Последствия отделения узла нагрузки от внешней сети с различными значениями начальных дефицитов активной мощности представлены на рисунке П.3.20.



Рисунок П.3.20 – Графики измнений параметров режима при различных дефицитах мощности: частоты (*a*), напряжения (б)

Если расчеты показывают, что в случаях отделения от внешней сети с дефицитом мощности лавина напряжения возможна, то разгрузка должна быть реализована помимо устройств АЧР, потому что лавина напряжения вызывает значительное снижение электропотребления и снижения частоты, достаточного для срабатывания устройств АЧР, может не быть. Для ускорения разгрузки следует рассмотреть возможность использования в качестве пускового признака сам факт отделения узла нагрузки от внешней сети.

Критический начальный дефицит мощности $d_{\text{кр}}$, при котором характер процесса радикально изменяется, зависит в основном от состава нагрузки и главным образом – от суммарной мощности работающих электродвигателей. Чем их больше, тем легче возникает лавина напряжения и, следовательно, тем меньше значение $d_{\text{кр}}$. На рисунке П.3.20 $d_{\text{кр}} \approx 75$ %.

Зависимость критического дефицита мощности от доли электродвигателей в составе нагрузке для одной из автономных систем электроснабжения показана на рисунке П.3.21*a*: когда доля электродвигателей приближается к нулю, условия для возникновения лавины напряжения отсутствуют, и критический дефицит мощности стремится к 100 %. Объем отключений, минимально необходимый для предотвращения лавины напряжения, при исходной доле АД, рав-



ной 80 %, показан для разных значений $d_{\rm KD}$ на рисунке П.3.216.

Рисунок П.3.21 – Пример зависимости критических дефицитов мощности от состава нагрузки: без разгрузки (*a*); от объема разгрузки (*б*)

В приведенных случаях разрыву связи энергорайона с ГУ/объектом РГ с внешней сетью не предшествовало КЗ, но такие случаи в реальных условиях возможны. При этом дефицит мощности будет возникать не с момента начала аварии, а после ликвидации КЗ, так как к этому времени электродвигатели успевают в большей или меньшей мере затормозиться, что облегчает возникновение лавины напряжения. Следует отметить, что здесь речь идет о процессах в узлах нагрузки изначально автономных или отделившихся от сети внешнего электроснабжения.

Чем меньше доля электродвигателей в составе нагрузки, тем меньше условий для возникновения лавины напряжения, но и она возникает только при наличии некоторого дефицита мощности, при этом критическое значение $d_{\rm kp}$ возрастает. Это иллюстрирует рисунок П.3.22, построенный для тех же условий, что и рисунке П.3.21*a*, но с КЗ (нагрузка в результате КЗ не уменьшается).



Рисунок П.3.22 – Зависимость критического дефицита мощности от состава нагрузки при отключении ГУ на объекте РГ вследствие трехфазного КЗ длительностью 0,2 с

6. Проблемы с электроснабжением электроприемников в энергорайоне могут возникать и *после того*, как закончится начальный переходный процесс, этапы которого: КЗ – выбег электродвигателей – самозапуск тех из них, чьи выключатели останутся включенными, – срабатывание ABP и соответствующие самозапуски. Восстановление нормальной работы энергорайона предполагает включение отключенных электроприемников, изменения их загрузки и др.; суммарная нагрузка значительно возрастает. Это не представляет проблемы в мощной нормально работающей распределительной сети, но в ослабленной сети и, тем более, в энергорайоне с объектами РГ, выделевшемся в островной режим, процессы восстановления нормальной нагрузки должны быть рассчитаны исходя из реальных скоростей восстановления нагрузки. Если в этом процессе будут возникать снижения напряжения, не допустимые для сети и/или ГУ, то должны быть проработаны и реализованы противоаварийные мероприятия:

– замедление операций по восстановлению работы электродвигателей (чтобы избегать наложения пусковых токов);

– применение ЧРП на крупных АД или групп более мелких;

– использование дополнительных СКРМ.

П.3.3.2 Влияние аварийных процессов в нагрузке на режим работы ГУ и прилегающей сети

С точки зрения расчетной практики имеется основное отличие расчетов, выполняемых при анализе аварийных режимов в распределительных сетях, от таких же расчетов, выполняемых для сетей высших классов напряжения. Электромеханические переходные процессы генераторов, работающих на распределительную сеть (и, тем более, на нагрузку в автономном, изолированном или островном режимах), могут решающим образом зависеть от параметров электроприемников, главным образом – СД и АД. При этом влияние АД, как правило, более значительно. Почти такое же влияние на генераторы оказывают срабатывания устройств РЗА в узлах нагрузки.

Влияние процессов в нагрузке на ближайшие ГУ объектов РГ является многосторонним и определяется следующими факторами.

1. К моменту ликвидации КЗ ГУ имеют скорость вращения больше нормальной, и возможность остаться в синхронизме тем больше, чем больше активная нагрузка после ликвидации КЗ. Асинхронные двигатели самозапускаются, потребляя повышенную мощность, что служит фактором, повышающим динамическую устойчивость ближайших генераторов. Если ГУ в процессе КЗ перешли в АР со скоростью больше номинальной, то повышенная мощность, потребляемая АД, способствует ресинхронизации генераторов.

С другой стороны, АД во время самозапуска потребляют повышенные токи, что приводит к снижению напряжений и понижает как предел динамической устойчивости генераторов, так и их способность ресинхронизироваться. Какой из двух указанных факторов будет превалировать, зависит от конкретных схемно-режимных условий.

2. Изменения активной и реактивной нагрузки в переходных процессах во многом зависят от срабатывания устройств РЗА в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения, а также устройств технологической защиты и автоматики. Отключения электроприемников при снижении напряжения и частоты и их повторные включения после восстановления напряжения оказывают существенное влияние на работу ближайших ГУ объектов РГ. При этом проведения особого анализа требуют возможные случаи каскадных срабатываний устройств РЗ и ПА. Например: отключение ЛЭП при КЗ – перегрузка оставшихся в работе ЛЭП – отключение одной из них по факту перегрузки – увеличение перегрузки остальных – следующие отключения ЛЭП и СТ.

3. Рассчитывая условия функционирования устройств ПА необходимо иметь в виду, что обнаруживаемые токовые перегрузки и снижения напряжения могут быть обусловлены изменениями режимов генерации и потребления в узлах сети, отдаленных от мест установки пусковых органов ПА. Поэтому наиболее эффективными могут быть срабатывания ПА не в той точке, где установлен пусковой орган, а в других точках сети – в зависимости от конкретных схемнорежимных условий. В таких случаях может потребоваться реализация, помимо локальных, централизованных алгоритмов ПАУ.

П.3.4 Моделирование асинхронных и синхронных двигателей

П.3.4.1 Общие вопросы

Доля АД (отношение мощности, потребляемой АД в суммарной нагрузке рассматриваемого района) должна быть по возможности правильно отображена в расчетной модели энергосистемы, желательно с погрешностью до 10 %.

При подсчете мощности, потребляемой АД, нужно учитывать, что на работающем промышленном предприятии значительная часть АД находится в резерве. Самая примитивная оценка: мощность, потребляемая АД, примерно равна 80–90 % от суммарного потребления промышленного предприятия за вычетом мощности, потребляемой синхронными двигателями и крупными статическими электроприемниками (различными печами и пр.).

Наиболее крупные электродвигатели должны быть отображены индивидуально (поэлементно), с возможностью замены групп одинаковых электродвигателей, питающихся от одной секции шин ПС, своими эквивалентами, мощность которых равна суммарной мощности всей эквивалентируемой группы. Это относится как к АД, так и к СД. Для последних важно отобразить асинхронную характеристику P(s), APB, гашение поля СД при AP.

Значительная часть АД на промышленных предприятиях, как правило, подключена к сетям внутреннего электроснабжения напряжением 0,4 кВ. Чтобы иметь основания ввести в расчетную схему такие АД с их собственными параметрами и получить правильное отображение переходного процесса, следовало бы в расчетной схеме представить также и саму сеть 0,4 кВ. Альтернатива – такая коррекция параметров, которая по возможности компенсирует неучет сетей низкого напряжения в расчетной схеме.

В уравнения АД входят сопротивления его контуров на статоре и роторе, активные и реактивные, образующие так называемую схему замещения АД [12]. Она может быть представлена как Т-образная (рисунки П.3.23*a,б*) или, приближенно, Г-образная (рисунок П.3.23*в*). На этих схемах: r_{ct} – активное сопротивление статора; x_{σ} – реактивное сопротивление рассеяния статора; r – активное сопротивление ротора; x – реактивное сопротивление рассеяния ротора; r и x с индексами «1» и «2» – те же сопротивления, но в случае, когда ротор представлен двухконтурной схемой (сопротивления первого и второго контуров ротора); x_{μ} – реактивное сопротивление ветви намагничивания. В Гобразной схеме x_{κ} – сопротивление КЗ, примерно равное $x_{\sigma} + x$; I_{xx} – ток холостого хода.



Рисунок П.3.23 – Схемы замещения АД: Т-образная с одним контуром на роторе (*a*); Т-образная с двумя контурами на роторе (*б*); упрощенная Г-образная (*в*)

Схема замещения АД получена из схемы замещения трансформатора. Деление сопротивлений ротора АД на величину скольжения *s* связано с тем, что токи в статоре и роторе имеют в установившемся режиме разные частоты [12]. Эти частоты одинаковы, когда ротор неподвижен, тогда скольжение *s* = 1; в этом случае АД – обычный трансформатор. При *s* = 0 ротор вращается с той же скоростью, что и магнитное поле статора, поэтому обмотка ротора неподвижна относительно поля статора, в роторе ток не наводится; в схеме замещения это отображается тем, что *r/s* = ∞ .

Для получения корректных результатов расчетов в сетях с реальными АД при всех значениях скорости вращения ротора приходится учитывать, что разным скоростям вращения соответствуют различные величины сопротивлений ротора x и r (помимо упомянутого выше деления активного сопротивления на s), которые на рисунке П.3.23 обозначены как зависимости x(s), r(s).

Физическая картина магнитных полей и токов в роторе такова, что токи, протекающие в роторе, встречают разное сопротивление, зависящее от глубины протекания этих токов. На рисунке П.3.24 представлен упрощенный вид части разреза АД, где для двух токов, глубинного и приповерхностного, показаны силовые линии их магнитного поля, при этом видно, что у приповерхностного тока часть силовых линий замыкается в воздушном зазоре, что соответственно ослабляет его магнитное поле.

Пока скорость вращения ротора велика, частота токов в роторе мала, и разница и величинах индуктивности токов в роторе, расположенных на разной глубине, не существенна. Но при снижении скорости вращения ротора частота токов в роторе возрастает, глубинные токи встречают значительно большее сопротивление, чем приповерхностные, и возникает эффект *вытеснения токов* из глубины ротора к его поверхности.



Рисунок П.3.24 – Упрощенный вид части разреза АД

При вытеснении токов к поверхности их средняя индуктивность снижается, поскольку часть магнитного поля роторных токов вытеснена в зазор, а активное сопротивление, наоборот, увеличивается, так как уменьшается сечение, через которое проходит этот ток. Пример зависимостей x(s), r(s), обусловленных вытеснением роторных токов, приведен ниже на рисунке П.3.27.

Известны две возможности учесть изменения сопротивлений в роторе АД при разных скольжениях и получить правильное отображение характеристик M(s) и I(s). При этом контроль правильности этих характеристик выполняется при номинальном напряжении.

Первая возможность – «расщепить» параллельные пути для токов в роторе, представив ротор многоконтурной схемой с параллельными ветвями в роторе. Если контуров достаточно много и если их параметры определены правильно, то схема замещения адекватна натуре. Но подбор величин сопротивлений неочевиден и неоднозначен даже при двухконтурном роторе.

Такой метод применен в ПК «EUROSTAG» в «полной модели» АД: программа обеспечивает такие сопротивления схемы замещения, которые соответствуют известным параметрам АД (ток и электромагнитный момент) при двух скольжениях: критическом скольжении $s_{\rm kp}$, т. е. при скорости, близкой к номинальной, когда момент максимален, и при нулевой скорости. Подбор сопротивлений насколько корректен, насколько это возможно, но пользователь обязательно должен проверить, удовлетворяют ли его *промежуточные значения момента и тока* при скольжениях, больших критического (рисунок П.3.26).

Преимущество модели АД в ПК «EUROSTAG» заключается в том, что эта модель учитывает электромагнитные переходные процессы в роторе (подобно тому, как это принято для синхронных машин). В такой модели при переходных процессах вращающий момент АД зависит не только от скольжения *s*, но и от производной ds/dt = 0.



Рисунок П.3.25 – Графики зависимостей вращающего момента АД от скольжения, полученных по одному и тому же заданию: $M_{\text{max}}/M_{\text{ном}} = 2,2, M_{\text{пуск}}/M_{\text{ном}} = 1,2$

Недостаток этой модели АД заключается в том, что определение параметров двух контуров на роторе весьма затруднительно, если иметь ввиду конкретные АД: вариантов много, зависимости M(s) и I(s) от сопротивлений контуров нелинейны. Вспомогательного алгоритма, позволяющего определить искомые параметры в автоматическом или полуавтоматическом режиме, в ПК «EU-ROSTAG» нет. Поэтому для решения практических задач применение двухконтурного ротора для моделирования конкретного АД малоэффективно.



Рисунок П.3.26 – Графики исходных данных для моделирования m(s) и i(s). Значения m_{max} и m_{min} обычно не «привязаны» к определенным значениям s

Вторая возможность получить корректные значения сопротивлений состоит в том, чтобы программно определять скольжения x(s), r(s). В ПК «Мустанг» имеется подпрограмма, позволяющая для любых скольжений задавать относительные значения $m = M / M_{\text{ном}}$, $i = I / I_{\text{ном}}$ и сразу же контролировать вид графиков m(s), i(s), x(s), r(s). Например, есть возможность устранять немонотонность изменений i(s), x(s), r(s), которая чаще всего является признаком допущенных ошибок.

В данном случае (подробности – см. в [327]):

задаются каталожные данные АД (см. рисунок П.3.25);

– программа, используя эти параметры, находит для схемы замещения (рисунок П.3.23*в*) значения *x*, *r*, соответствующие заданию, промежуточные значения x(s), r(s) определяются интерполяцией, линейной по сопротивлениям и нелинейной по моменту и току;

- вычисляются и выводятся на экран характеристики m(s), i(s);

– специалист-расчетчик либо подтверждает все параметры модели, либо для ее уточнения дополнительно вводит промежуточные значения m(s), i(s) (например, если велик, по сравнению с действительностью, минимальный мо-

мент m_{\min} или зависимость i(s) оказалась немонотонной);

– программа выполняет перерасчет x(s), r(s), m(s), i(s) и отображает результаты (пример на рисунке П.3.27), коррекция может быть продолжена.



Рисунок П.3.27 – Окно результата при задании m(s) и i(s)

Обычно применяемые упрощенные модели АД могут удовлетворительно отображать электромеханические переходные процессы (торможение при снижении питающего напряжения и самозапуск), но *отсутствие электромагнит*ных процессов в роторе приводит к следующему:

1. Если реальный АД отключается от сети, то на его выводах сохраняется затухающее напряжение в течение секунд или десятых долей секунды, что важно для правильной настройки ПО устройств ABP, в то время как в модели на его выводах напряжение сразу становится равным нулю.

2. В действительности графики тока и мощностей АД после коммутаций содержит бо́льшие или меньшие переменные составляющие (50 Гц), в то время как в модели этих составляющих нет, что может быть существенно при анализе действия устройств РЗА ГУ объектов РГ.

3. В действительности мощности АД зависят не только от скольжения s, как в модели, но и от ds/dt, поэтому в процессе пуска от источника неизменного напряжения асинхронная характеристика несколько искажается, как показано на рисунке П.3.28.

Указанные здесь эффекты могут быть рассчитаны, если использовать «полную модель» АД в ПК «EUROSTAG». В ПК «Мустанг» или в другом используемом ПК специалист-расчетчик может создавать модели АД, учитывающие электромагнитные процессы в роторе, как указано в П.3.4.5.



Рисунок П.3.28 – Расчетные асинхронные характеристики АД: черная линия – при учете электромагнитных процессов в роторе, серая штриховая линия – по статической асинхронной характеристике того же АД

П.3.4.2 О допустимых динамических моделях нагрузки в расчетах переходных процессов распределительной сети

Программные комплексы для расчетов переходных процессов в энергосистемах предоставляет следующие отображения электроприемников:

асинхронный двигатель (АД);

– синхронный двигатель (СД), для чего используется большая часть уравнений генераторов;

– статический электроприемник, представленный неизменным комплексным сопротивлением $Z_{\rm H} = R + jX$, либо его СХН.

Отличие СХН в расчетах переходных процессов от тех же СХН в расчетах УР состоит в том, что в УР заданные СХН относятся ко всей нагрузке узла, а в расчетах динамики – только к статической части нагрузки (или ко всей нагрузке узла, если в данном узле нет ни АД, ни СД).

По умолчанию в динамике нагрузки содержат только $Z_{\rm H}$ = const. Допустимо ли такое представление нагрузок в переходном процессе?

В общем случае такие вопросы решаются сравнением искомых процессов, полученных при моделях, имеющих избыточную точность, и при моделях, в которые введено то или иное упрощение. Однако, в случаях моделирования нагрузки такой способ в большинстве случаев малополезен, так как составление детальных моделей нагрузки требует значительных трудозатрат. Поэтому, при расчетах переходных процессов в распределительных сетях приходится:

- начинать с моделей, минимально необходимых по условиям решае-

мой расчетной задачи;

 руководствуясь результатами пробных расчетов и опытом, определять необходимость в детализации моделей АД, в учете СД и пр. и принятию мер к получению необходимой информации;

 дополнять расчетную схему и исходные данные (повторно обращаясь к источникам информации с уточняющими вопросами).

В этом подразделе обсуждаются вопросы создания минимально необходимой модели нагрузки для расчетов переходных процессов. Развитию модели посвящены следующие подразделы.

Все рассмотренные выше факторы, характеризующие влияние процессов в нагрузке на устойчивость самой нагрузки и на устойчивость генераторов, связаны с процессами в гателях АД и СД. Их «вес» в нагрузке задается следующим образом: $D_{CД} = P_{CД} / P_{H} - доля$ мощности СД, $D_{AД} = P_{AД} / (P_{H} - P_{CД}) - доля$ мощности АД, $P_{H} - P_{AQ} - P_{CQ} -$ статическая нагрузка²⁰.

Модели СД используются в узлах нагрузки, где их суммарная мощность значительна (см. П.3.4.6). Но поскольку АД имеются почти во всех нагрузках, возникает вопрос: когда можно обходиться статической моделью нагрузки ($D_{AQ} = D_{CQ} = 0$)? Для ответа на вопрос, нужно рассмотреть несколько обстоятельств.

1. Очевидно, что без учета АД и СД не может быть не только рассмотрена, но и поставлена задача о влиянии процессов в сети на электроснабжение в энергорайоне: нарушается ли работа промышленных потребителей при возмущениях в распределительной сети, возможно ли восстановление работы электроприемников в послеаварийных режимах, каковы продолжительности самозапусков и повторных пусков электродвигателей²¹ и др. Если это существенно, то недопустимо использование расчетной модели без электродвигателей.

2. Влияние вида модели нагрузки на переходный процесс можно проследить, сравнивая зависимости $P_{\rm H}(t)$, $Q_{\rm H}(t)$ при $D_{\rm CД} = 0$, $D_{\rm AQ} > 0$. На рисунке П.3.29 показаны графики $P_{\rm H}(t)$ и $Q_{\rm H}(t)$ в случае КЗ в сети при трех моделях нагрузки:

– модель $I: D_{AJ} = 0,7$ (параметры АД усредненные, обычная модель АД по статической асинхронной характеристике);

²⁰ Принято в ПК «Мустанг».

²¹ Термины «самозапуск» и «повторный пуск» нередко смешиваются. Здесь *самозапуск* – это процесс восстановления скорости вращения электродвигателя, который не отключался от сети. *Повторный пуск* начинается с того, что включается выключатель или МП ранее остановившегося электродвигателя.

– модель 2: $D_{AZ} = 0$ (отображение нагрузки соответствующей СХН, заданно так, чтобы при медленных изменениях напряжения и при напряжениях, больших $U_{\rm kp}$, графики $P_{\rm H}(U)$ и $Q_{\rm H}(U)$ в моделях **1** и **2** были идентичными);



- модель **3**: $D_{AJ} = 0$, $Z_{H} = \text{const.}$

Рисунок П.3.29 – Графики переходного процесса при внешнем КЗ для трех моделей нагрузки без СД, $Q_{\rm H0}/P_{\rm H0} = 0.5$, серая заливка показывает разницу между моделью **1** и моделями **2** и **3**

Нетрудно убедиться, что при вариациях параметров АД в реальной расчетной схеме получатся графики, аналогичные показанным на рисунке П.3.29. Различия будут только количественные. Наброс реактивной мощности АД всегда имеет место при восстановлении напряжения после его провала; соответственно возникают более или менее значительные снижения напряжения в узле нагрузки; активная нагрузка резко возрастает в конце самозапуска, увеличивая нагрузку на ближайшие ГУ объектов РГ.

Основное отличие графиков, представленных на рисунке П.3.29, от графиков, полученных при более сложных моделях (см. ниже), – в том, что переходные процессы в различных реальных АД не совпадают. Характерный пример этого явления показан на рисунке П.3.30; разные АД заканчивают самозапуски в разное время, и поэтому на графиках $P_{\rm H}(t)$ видны выбросы потребляемой мощности по числу групп существенно различающихся АД, участвующих в процессе самозапуска. Соответственно, на графике $Q_{\rm H}(t)$ потребление реактивной мощности снижается с таким же числом ступеней.

3. Приведенные на рисунках П.3.29–П.3.30 характерные особенности АД при КЗ в питающей сети, а также практика выполнения аналогичных расчетов в реальных схемам электроснабжения промышленных предприятий позволяют сделать вывод: *представление обычных нагрузок в распределительной сети без учета АД недопустимо, если провал напряжения таков, что может привести к продолжительному самозапуску АД*.



Рисунок П.3.30 – Графики переходного процесса при внешнем КЗ вблизи нагрузки, аналогичной модели *I*, но содержащей три АД равной мощности с разными коэффициентами загрузки: *k*_{загр} = 0,5; 0,7; 0,9

Оценить параметры самозапуска АД, не вводя его в расчеты, разумеется, нельзя, но с запасом можно полагать, что переходные процессы в АД мало существенны и не очень отличаются от СХН, если напряжения в узлах нагрузки не снижается ниже критического значения.

В принципе, при выполнении расчетов для распределительных сетей использование модели нагрузки при $D_{Ad} = 0$ нецелесообразно, в частности, потому, что по ходу выполнения расчетных работ часто требуется изменять задание вида и места приложения возмущений. Перемещение возмущений может потребовать улучшения некоторых моделей нагрузки, а замена моделей по ходу работы поставила бы под сомнение результаты сопоставления с различными процессами, рассчитанными ранее, и могло бы повлиять на общие выводы.

4. В расчетах переходных процессов *в системообразующих сетях* напряжением 330 кВ и выше общие вопросы моделирования нагрузки имеют особенности. Главная из них заключается в том, что в расчетной схеме узел нагрузки с напряжением 220 кВ и выше, в котором потребляется значительная мощность, в действительности не является только нагрузкой, так как в нем скрыта более или менее значительная распределительная сеть, имеющая в большом числе случаев электростанции, включая объекты РГ. Последние, при возмущениях в сетях высших напряжений, в какой-то мере поддерживают напряжение на шинах электроприемников, а поэтому в расчетной схеме рассматривать такие узлы как нагрузочные некорректно.

Если при выполнении расчетов в сетях напряжением 220 кВ и выше в присоединенных распределительных сетях более низких классов напряжений невозможны снижения напряжения до критических значений, то такие фрагменты распределительной сети можно представлять нагрузкой без АД, с обоб-

щенными СХН (см. П.3.1.6). Если такой уверенности нет, то распределительные сети нужно вводить в расчеты в полном или в упрощенном виде, чтобы отобразить основные электростанции этого энергорайона, крупные узлы нагрузки и основные ЛЭП, соединяющие эти объекты.

Поэтому, для корректного моделирования переходных процессов в тех частях расчетной схемы, которые относятся к сетям напряжением 220 кВ и ниже, необходимо отображать все электростанции, процессы в которых могут оказать влияние на результаты, значимые для решения поставленной расчетной задачи, и использовать динамические характеристики нагрузки, которые могут повлиять на характер протекания переходных процессов ГУ электростанций.

Что касается энергорайонов, в которых расчетные возмущения, соответствующие решаемой задаче, не вызывают значительных понижений напряжения, благодаря наличию собственных объектов РГ в распределительных сетях, и резких переходных процессов в электродвигателях, то для таких частей расчетной схемы часто оказывается допустимым отображение их с помощью СХН.

П.3.4.3 Параметры простейшей динамической модели нагрузки с обобщенным АД

Простейшая динамическая модель нагрузки состоит из АД и статической нагрузки. Обобщенный АД потребляет в исходном режиме активную мощность, равную $D_{AZ} P_{H0}$, и реактивную мощность Q_{AZ} , вычисленную по параметрам АД и величине исходного напряжения U_0 . Статическая нагрузка ($Z_{H} = \text{const}$) в общем случае потребляет мощность:

 $P_{\rm H0} - P_{\rm AД.0} - P_{\rm CД.0} + j(Q_{\rm H0} - Q_{\rm AД.0} - Q_{\rm CД.0});$ в данном исходном режиме $P_{\rm CД.0} = Q_{\rm CД.0} = 0.$

Под «обобщением» АД здесь понимается применение двух элементарных процедур эквивалентирования АД [9]:

1. Замена группы АД, подключенных к одной и той же секции шин, одним АД с суммарной номинальной активной мощностью и средневзвешенными (по $P_{\text{ном.}i}$) значениями номинальных моментов, максимального и пускового, пускового тока, tg $\varphi_{\text{ном}}$, а также моментами сопротивления приводимых механизмов (см. рисунок П.3.31*a*).

2. Замена одного АД, подключенного к шинам через некоторое сопротивление, на АД, подключенный к тем же шинам непосредственно, как показано на рисунок П.3.316. В этом случае предварительно рассчитываются значения максимального и пускового моментов, пускового тока и tgφ, которые характеризуют исходный АД при заданном предвключенном сопротивлении и номинальном напряжении в точке питания. Эти значения рассматриваются как «номинальные» получаемого АД. Таким образом, получаемый АД должен иметь «номинальные» моменты меньшие, чем исходный. Подобным же образом определяются параметры АД, получаемого взамен исходного АД, подключенного к шинам через трансформатор. Моменты сопротивления приводимого механизма при указанной замене корректировать не нужно.



Рисунок П.3.31 – Схема, поясняющая принцип эквивалентирования АД

Применение этих процедур позволяет, рассмотрев каталожные данные АД 6–10 кВ и 0,4 В и использовав статистические данные о сопротивлениях сети, получить один АД, приближенно заменяющий асинхронную нагрузку, питающуюся с секции шин 6–10 кВ и 0,4 кВ. Этапы преобразований исходной схемы в данном случае будут таковы (рисунок П.3.32):

– замена реальных АД 0,4 В, питающихся через трансформатор, на эквивалентный АД 6–10 кВ;

– эквивалентная замена всех АД 6–10 кВ на один эквивалентный;

– эквивалентная замена АД, питающегося от узла напряжением 110 кВ, на АД, непосредственно подключенный к узлу напряжением 110 кВ.



Рисунок П.3.32 – Схема проведения последовательного преобразования для получения обобщенной динамической модели АД

Некоторые АД специальной конструкции: глубокопазные и др. – вводить в такую процедуру эквивалентирования для определения параметров обобщенного АД не следует, так как погрешности эквивалентирования значительно возрастают. Такие АД проще и точнее учитывать отдельными группами АД с близкими характеристиками.

Напряжение 110 кВ было здесь взято потому, что в сетях более низких классов напряжений величины нагрузок не настолько велики, чтобы основные их параметры не могли быть выяснены. Применение обобщенной динамической модели нагрузки в узлах 110 кВ уместно, если не требуется детализации. Применение этой модели к узлам более высоких классов напряжений ведет к заметному снижению точности расчетов, главным образом по причине пренебрежения соответствующими частями распределительных сетей.

Параметры обобщенной нагрузки [327] в узле 110 кВ примерно таковы. Доля $A Д^{22} D_{A Д}$ в крупных узлах нагрузки, где нельзя оценить, хотя бы ориентировочно, состав электроприемников, $\approx 0,5$; если в нагрузке преобладают крупные промышленные предприятия, то $\approx 0,7$; для узлов без крупной промышленности (городских и т.п.) – 0,2. Остальные параметры приведены в таблице П.3.4.1. Замена группы АД, питающихся от узла нагрузки через некоторые сопротивления и трансформаторы, может быть эквивалентной только при условии, что номинальные моменты и токи тем меньше собственных сопротивлений эквивалентируемых АД, чем больше предвилюченные сопротивления.

Параметр	Обозначение в программе «Мустанг»	Значение па- раметра с уче- том сети	Некоторые статистические дан- ные о параметрах АД единой се- рии (A, AO, A2,) и примечания
Номинальный коэффициент мощно-	Cos(φ)	0,8	0,67-0,92
СТИ			
Механическая постоянная инерции	Тдв	0,8	Если в расчете АД сильно тор-
(вместе с приводимым механизмом)			мозится, то более правильные
T_J , c			результаты дает <i>T_J</i> = 0,6 с
Кратность <i>m</i> _{max} максимального мо-	Mmax	1,7	1,7-3,0, в среднем – 2-2,2
мента по отношению к номинально-			
му			
Кратность <i>т</i> пуск пускового момента	Мпуск	0,73	1-1,5 (6–10 кВ), 0,5-2,0 (380 В),
по отношению к номинальному			в среднем – 1,1-1,3
Кратность іпуск пускового тока по от-	Іпуск	4,1	4-7,5, в среднем – 5,4 (6-10 кВ) и
ношению к номинальному			6,0 (0,4 кВ)

Таблица П.3.4 – Параметры обобщенного АД

²² Обозначение в ПК «Мустанг» – Dac.

Коэффициент загрузки k _{загр} (отноше-	Кзаг	0,7	-
ние потребляемой активной мощно-			
сти к номинальной)*			
Статический момент сопротивления	Мст	0,5	_
$m_{\rm ct}$, отнесенный к моменту сопро-			
тивления при номинальной скорости			
вращения			
Кратность добавочного момента тро-	Мтрог	0	Эта величина используется в
гания <i>т</i> _{трог} по отношению к номи-			расчетах пусков АД
нальному**			
Номинальное скольжение <i>s</i> _{АД.ном} , %	Sдв.	2	Эта величина существенна, если
	ном		подбираются асинхронные ха-
			рактеристики $m(s)$ и $i(s)$
Активное сопротивление цепи стато-	Rст	0,01	Для задания <i>r</i> _{ст} в программе
ра r _{cт}			«Мустанг» параметр «вид» дол-
			жен иметь значение 2

* В ПК «Мустанг» был использован приближенный алгоритм расчета АД; который дает существенную погрешность, если $k_{\text{загр}} < 0,1-0,15$.

** При трогании сопротивление приводимого механизма определяется суммой $m_{ct} + m_{трог}$.

П.3.4.4 Возможности повысить точность моделей нагрузки

Эта задача, с учетом конкретных целей расчетов, распадается на ряд подзадач [327], перечисленных ниже.

1. Учет схемы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия (сказанное распространяется и на сети напряжением 0,4 кВ, если они важны для целей расчетов). В общем случае необходимость представить нагрузку объекта не одним, а рядом узлов, возникает, если имеют место один или несколько факторов:

 ЛЭП в сети внутреннего электроснабжения энергорайона протяженны или реактированы;

– по программе расчетов эти ЛЭП могут отключаться или включаться (при КЗ, АВР, АПВ и др.);

– в одной точке сети нужно указать неодинаковые электроприемники в большем количестве, чем предусмотрено в ПК для одного узла (дополнительные узлы слудет подсоединять через ЛЭП с малыми сопротивлениями, например, 0 + j0,01 Ом);

– то же для выделения электродвигателей, для которых нужно рассчитать процессы индивидуального прямого или реакторного пуска.

2. Учет СД. Необходимость в этом возникает, если имеют место один или несколько факторов:

 внутренние распределительные сети в рассматриваемой нагрузке протяженны (например, на нефтепромыслах) или реактированы;

– СД работают с отключенным АРВ и с коэффициентом мощности, близким к единице (т. е. при $Q_{CD,0} \approx 0$);

– при отсутствии факторов, перечисленных выше – если мощность, потребляемая СД, превышает 10 % от величины нагрузки.

3. Учет различий в параметрах АД. Эти различия могут оказать значительное влияние на возможности самозапуска: если в группе АД одни из них, имеющие менее благоприятные параметры, после восстановления напряжения продолжают тормозиться, то это приводит к снижению напряжения на выводах других АД; если другие АД, имеющие более благоприятные параметры, идут на самозапуск, это повышает напряжение. В разных случаях суммарный эффект, обусловленный различиями в параметрах АД, может быть как отрицательным, так и положительным. Наиболее часто группа АД с различиями в параметрах имеет больше возможностей самозапуска, чем если эту группу эквивалентировать одним АД со средневзвешенными параметрами [9].

Поэтому в расчетной схеме анализируемого энергорайона может потребоваться отображение нескольких АД, каждый из которых соответствует группе реальных АД с близкими параметрами.

Из параметров АД на возможности пусков и самозапусков влияют главным образом два параметра: кратность $m_{пуск}$ пускового момента по отношению к номинальному и статический момент сопротивления m_{cr} , отнесенный к моменту сопротивления при номинальной скорости вращения. Другие два параметра: кратность пускового тока и коэффициент загрузки в нормальном режиме – варьируются меньше, поэтому их вариации могут не рассматриваться.

Группы формируются следующим образом. Прежде всего, выделяются АД, которые по своим параметрам резко отличаются от двигателей общего применения (серии A, AO, A2 и др.): АД с повышенным пусковым моментом $(m_{пуск} > 1,5)$, двухскоростные²³ и пр. Остальные разбиваются на три группы по признакам приводимых во вращение механизмов:

²³ Пока не создано моделей двухскоростных АД, применимых для проведения расчетов электромеханических переходных процессов. Для рассчета пуска такого АД следует сначала рассчитать пуск на первой ступени скорости вращения, затем остановить расчет и продолжить его для АД с параметрами, соответствующими второй ступени, начиная от скорости, достигнутой на первой. В самозапуске двухскоростные АД участвуют второй (высокоскоростной) ступенью, поэтому рассчитывать самозапуски можно взяв параметры, соответствующие ей.

– АД с моментом сопротивления независящим или мало зависящим от скорости вращения ($m_{cr} > 0.7$ – самые тяжелые условия самозапуска), к которым относятся приводы поршневых компрессоров, шаровых мельниц, молотковых дробилок и др.;

– АД со средней зависимостью моментов сопротивления от скорости вращения ($0,3 \le m_{ct} \le 0,7$), к которым относятся главным образом приводы различных насосов; при более тщательном моделировании их можно представлять двумя группами: $0,3 \le m_{ct} < 0,5$ (приводы насосов с небольшим статическим напором: сетевые, перекачивающие, циркуляционные и т. п.) и $0,5 \le m_{ct} \le 0,7$ (приводы насосов, которые должны развивать большой статический напор: водоподъемные, погружные и т. п.);

– АД с сильной зависимостью моментов сопротивления от скорости вращения ($m_{ct} < 0,3$ – самые благоприятные условия самозапуска), к которым относятся главным образом приводы вентиляторов, дымососов, центробежных компрессоров и др.

Из параметров асинхронных агрегатов (двигатель, соединенный с приводимым во вращение механизмом) вызывают трудности задание механической постоянной инерции агрегата T_J . Если нет конкретных данных, то значение $T_{J.AД}$, с, средневзвешенное для группы АД, *без учета приводимых во вращение механизмов* может быть вычислено по ориентировочной формуле [9]:

$$T_{J.АД} = 0,12 \left(\frac{P_{\text{ном},\Sigma}}{N}\right)^{0,45},$$

где $P_{\text{ном},\Sigma}$ – суммарная номинальная мощность *N* двигателей, кВт. Для агрегатов в целом $T_J = T_{J,A,Z} \cdot K_J$, где коэффициент K_J для центробежных компрессоров, дымососов и др. – 3–6 (в среднем примерно – 5); для поршневых компрессоров, дробилок, мельниц и др. – примерно 2; для насосов общего применения – 1,2– 1,4; для нефтепромысловых насосов \approx 1,1.

Остальные средневзвешенные параметры (верхний индекс «ср») для каждой группы определяются по параметрам всех АД в группе (j = 1, ... N) следующими выражениями:

- номинальные параметры:

$$P_{\text{HOM}}^{\text{cp}} = \sum P_{\text{HOM},j}; \quad Q_{\text{HOM}}^{\text{cp}} = \sum Q_{\text{HOM},j}; \quad \text{tg}\varphi_{\text{HOM}}^{\text{cp}} = \frac{Q_{\text{HOM}}^{\text{cp}}}{P_{\text{HOM}}^{\text{cp}}};$$

cn

- коэффициент загрузки:

$$k_{3arp}^{cp} = \sum k_{3arp.j} w_j$$
,

где w_j – весовой множитель $w_j = P_{\text{ном},j} / P_{\text{ном}}^{\text{cp}}$;

статический момент сопротивления:

$$m_{\rm cT}^{
m cp} = \sum rac{k_{
m sarp.}j}{k_{
m sarp}^{
m cp}} m_{
m cT.}j w_j;$$

кратность максимального момента АД:

$$m_{\max}^{\text{cp}} \approx \sum m_{\max.j} w_j$$

Вопрос о правиле усреднения максимального момента достаточно сложен, потому что исходные требования к величине $m_{\rm max}^{\rm cp}$ противоречивы: эта величина получается разной, если ориентироваться на подобие переходных процессов и на подобие пределов по статической устойчивости. Приведенное выражение для $m_{\rm max}^{\rm cp}$ ориентировано на расчеты переходных процессов;

- кратность пускового тока:

$$i_{\text{пуск}}^{\text{cp}} = \cos\varphi_{\text{ном}}^{\text{cp}} \cdot \sum \frac{i_{\text{пуск.}j} w_j}{\cos\varphi_{\text{ном.}j}};$$

пусковой момент:

$$m_{\mathrm{пуск}}^{\mathrm{cp}} = \sum m_{\mathrm{пуск.}j} w_j;$$

- механическая постоянная инерции АД:

$$T_{J.A,I}^{cp} = \left(\sum \frac{w_j \cos\varphi_{HOM}^{cp}}{T_{JA,I,j} \cos\varphi_{HOM,j}}\right)^{-1}$$

это значение должно быть умножено на коэффициент К_J.

Дополнительные сведения о моделировании вращающего момента АД, момента сопротивления, а также об особенностях расчетов прямых и автотрансформаторных пусков АД [7].

П.3.4.5 Расчет остаточного напряжения АД после отключения от сети

Обычная модель АД составлена для упрощения алгоритма таким образом, что она описывает состояние АД при каждом значении скольжения s так, как если бы режим АД при этом скольжении был установившимся. Это означает, что не учитываются электромагнитные переходные процессы в роторе АД. В действительности электромагнитный вращающий момент АД зависит не только от s, как в обычной модели, но и от ds/dt (рисунок П.3.28). На точности расчетов электромеханических переходных процессов в энергосистеме неучет электромагнитных переходных процессов в АД почти не сказывается, особенно если учесть приблизительность задания параметров АД. На рисунке П.3.33 показаны графики переходного процесса²⁴, вызванного перерывом питания, когда АД моделируется обычным образом (кривые *1*) и с учетом электромагнитных процессов в роторе (кривые *2*).



Рисунок П.3.33 – Графики переходного процесса при перерыве питания АД (сравнение методов моделирования АД)

Разница в показанных на рисунке П.3.33 графиках активной мощности не принципиальна, хотя и заметна, приблизительно то же самое относится к графикам Q(t) и I(t). Но эти процессы принципиально различны, если рассматривается зависимость напряжения на шинах АД от времени.

В обычной модели на выводах АД, отключенного от источника питания, напряжения нет. На самом деле напряжение существует до тех пор, пока не затухли свободные токи в роторе и не остановился ротор. У АД малых мощностей напряжение затухает быстро, у крупных – за несколько секунд, если на тех же шинах нет статической нагрузки. Она при перерыве питания потребляет электрическую энергию, получаемую из кинетической энергии вращения роторов АД, и, кроме того, в АД увеличиваются потери I^2R ; оба указанных фактора ускоряют процесс снижения скорости вращения и величины свободных токов.

Модель АД с учетом электромагнитных процессов в роторе может быть получена из модели СД, если (в ПК «Мустанг» или аналогичных):

1. Ввести в расчетную схему для моделируемого АД отдельный узел и поместить в этот узел СД.

2. В информации о СД задать параметры, соответствующие моделируемому АД: номинальные значения напряжения, активной мощности и коэффициента мощности, а также его значение T_J , коэффициент демпфирования D задать равным нулю.

3. Вычислить ток холостого хода в относительных единицах:

²⁴
$$T_J = 0.5$$
 c, $k_{\text{3arp}} = 0.8$, $m_{\text{cr}} = 1.0$, $m_{\text{пуск}} = 1.1$, $m_{\text{max}} = 2.2$, $i_{\text{пуск}} = 6.5$, $s_{\text{ном}} = 1.5$ %, $r_{\text{статора}} = 0.01$ o.e.

$$i_{\rm xx} = \sin \varphi_{\rm hom} - \left(m_{\rm max} - \sqrt{m_{\rm max}^2 - 1} \right) \cos \varphi_{\rm hom}$$

4. Вычислить и задать параметры (здесь все сопротивления в относительных единицах, постоянные времени – в секундах):

$$x_d = x_q = \frac{1}{i_{xx}}; \ x'_d = x_d - 0.01$$

(последнее выражение соответствует отсутствию у АД обмотки возбуждения); учесть, что в данной модели синхронной машины для режимов переменного скольжения может быть обеспечено воспроизведение только m(s), но не i(s).

$$x''_q = x''_d = \frac{1}{i_{\text{пуск}}}$$

 – это определение сверхпереходных сопротивлений ориентировано на правильное воспроизведение тока при больших скольжениях, но если более важными являются переходные процессы при малых скольжениях, то:

$$x''_q = x''_d = \frac{1}{2 m_{\max} \cos \varphi_{\text{HOM}} + i_{\text{XX}}}.$$

5. Вычислить сверхпереходные и переходные постоянные времени по алгоритму:

$$x_{\rm K0} \approx \frac{1}{2 \, m_{\rm max} \cos \varphi_{\rm HOM}}, \quad r_0 \approx \frac{s_{\rm HOM}}{2 \cos \varphi_{\rm HOM}} \left[1 + \sqrt{1 - (2 \, x_{\rm K0} \cos \varphi_{\rm HOM})^2} \right],$$
$$s_{\rm Kp} = \frac{r_0}{x_{\rm K0}}, \quad T''_{d0} = T''_{q0} = \frac{x_d}{314 \, x''_d \, s_{\rm Kp}}, \quad T'_{d0} = T''_{d0} + 0.01,$$

где номинальное $(s_{\text{ном}})$ и критическое скольжение $(s_{\text{кр}})$ – в отн. ед., а не %, как обычно задаются $s_{\text{ном}}$ в исходных данных для АД.

6. Если должно быть учтено активное сопротивление обмотки статора АД, которое значительно увеличивает мощность, потребляемую при пуске и самозапуске, то оно должно быть введено в расчетную схему отдельной ветвью, последовательно с питающей ЛЭП.

7. Систему возбуждения и АРВ у того СД, который используется для отображения АД, не задавать.

8. В параметрах СД задать долю СД и рабочий соѕф равными 1 (другой нагрузки в узле быть не должно), статический момент сопротивления и добавочный момент при трогании следует задать как у моделируемого АД.

9. Задать характеристику $m_{AД}(s)$ как аналогичную характеристику СД²⁵.

10. Задать команду, обеспечивающую в расчете переходного процесса при t = 0 снижение возбуждения до нуля²⁶.

²⁵ В ПК «Мустанг» – в окне «Асинхронная характеристика СД».

11. Запустить расчет без других команд, управляющих процессом, и проконтролировать U и $Q_{\rm H}$ в узле после выхода моделируемой машины на установившийся режим работы со скольжением. Напряжение будет ниже требуемого на величину ΔU , кВ, а реактивная нагрузка – выше требуемой на ΔQ , Мвар. Поэтому для восстановления исходного режима нужно ввести в этот узел дополнительную нагрузку – отрицательную величину ΔQ , например, включив одновременно с отключением возбуждения соответствующий шунт проводимости. Пример расчета с переводом СД в режим АД (при t = 0) и ведением шунта проводимости показан на рисунке П.3.34, где шунт введен позже отключения возбуждения (при t = 0,5 с) для наглядности (в расчетах включение шунта следует производить одновременно с отключением возбуждения.

12. Учесть, что рассчитываемый процесс должен начаться после установления режима работы АД, т. е. должен быть сдвинут по времени примерно на 1-2 с (это время уточняется проведением пробного расчета: скольжение *s* к началу рассчитываемого процесса должно быть установившимся)²⁷.



Рисунок П.3.34 – Пример переходного процесса с переводом СД в режим АД (знак скольжения – как у генераторов)

П.3.4.6 Моделирование синхронных двигателей

Синхронный двигатель является электрической машиной, аналогичной

²⁶ В ПК «Мустанг» это команда «Изменить возбудитель», в параметрах этой команды задается только номер узла, остальные параметры нулевые.

²⁷ Выдавая результаты расчета, полезно отбрасывать начальный интервал времени. В ПК «Мустанг» для этого нужно в окне «Динамика – расчет. Контролируемые параметры» из всех значений в столбце «Время» вычесть величину начального интервала, используя опцию «Столбец + константа», а при построении графиков выбрать вид масштабирования «по диапазонам», выделить строку «Время [c]» и указать ноль в ячейке «Min–».

синхронному генератору, однако имеются отличия, кроме очевидной замены приводного двигателя на приводимый во вращение механизм, связанные с функционированием СВ и существенные в отношении правильного моделирования СД в переходных процессах.

1. Система возбуждения. Из всех применяемых СВ выделяется по влиянию на динамическую устойчивость СД статическая система самовозбуждения. Такая СВ питается через трансформатор с выводов машины, поэтому во время близкого КЗ происходит не форсировка возбуждения, а наоборот, развозбуждение из-за глубокого понижения напряжения, питающего СВ. Это отрицательно сказывается на устойчивости, причем особо существенно в слабой сети или при работе в автономном (изолированном) или островном режиме.

Статическая система самовозбуждения в модели отображается выбором того типа возбудителя, у которого ЭДС, рассчитанная по значениям текущих параметров режима и заданных параметров регулирования (E_{qe}), умножается на $U/U_{\text{норм}}$ в узле, к которому подключен СД.

Постоянные времени для современных быстродействующих систем возбуждения и для бесщеточного возбуждения – примерно такие же, как у генераторов: примерно 0,04 с для статических систем самовозбуждения и 0,1–0,15 с для бесщеточных.

2. Значения $\cos \varphi_{pa\delta}$ в исходном режиме. Это значение определяет величину $Q_{CД,0}$ и уровень статической устойчивости СД (см. П.3.2); то же, в несколько меньшей мере, относится и к динамической устойчивости. Поэтому очень важно, чтобы в расчетной модели значения $\cos \varphi_{pa\delta}$ правильно отражали режимы работы реальных СД.

3. Автоматическое регулирование возбуждения. АРВ СД²⁸ отличается от генераторного по той основной причине, что синхронные генераторы должны обеспечивать регулирование напряжения в сети, а СД, как машины значительно меньшей мощности, выполнять эту функцию не могут. Поэтому АРВ СД рассчитаны в основном на оптимизацию режима работы самих СД (у СД зарубежных заводов-изготовителей могут встретиться иные законы регулирования возбуждения). Такой подход сильно упрощает требования к АРВ СД. Но он оправдан только в отношении СД, работающих в небольшом количестве в мощной энергосистеме. Однако встречаются крупные промышленные предприятия, у которых суммарная мощность работающих СД превышает 100 МВт, и,

²⁸ Здесь – АРВ синхронных двигателей.

если такое предприятие расположено не рядом с мощной электростанцией, то роль СД в регулировании напряжения могла бы быть значительной. При работе в островном (автономном) режиме промышленного потребителя номинальные мощности СД и ГУ объектов РГ могут быть одного порядка.

Параметры регулирования отечественных СД содержат много каналов регулирования, переключение которых позволяет осуществлять регулирование: на постоянство тока возбуждения (при повышении температуры ротора активное сопротивление обмотки ротора растет и требуется соответственное повышение напряжения возбуждения), на постоянство активной или реактивной мощности, активного или реактивного тока, угла φ . Канал по ΔU в АРВ СД также присутствует, но чаще реализуется как регулирование с зоной нечувствительности по напряжению, чтобы не было реакции АРВ СД на небольшие отклонения величины напряжения, и с малым коэффициентом усиления, чтобы избежать проблем, связанных с возможностью самораскачивания.

Для расчетов динамической устойчивости СД, работающих параллельно с энергосистемой, а тем более, динамической устойчивости самой энергосистемы, все эти особенности АРВ СД не играют большой роли, потому что влияние таких АРВ на ее устойчивость незначительно. Таким образом, непрерывное регулирование возбуждения СД можно не учитывать (в некоторых случаях это даст небольшой запас), если не рассматривается специальный вопрос о послеаварийном режиме работы СД в условиях пониженных напряжений в сети.

4. Дискретная форсировка возбуждения. Учет ее необходим; напряжение срабатывания форсировки – 80–85 % от номинального; напряжение снятия форсировки не играет значительной роли, его можно принимать равным примерно 90 %. Если переходный процесс с пониженными напряжениями и включенной форсировкой возбуждения продолжается свыше 1–2 мин., то в расчетную модель следует ввести уставки устройств РЗ от токовых перегрузок.

Кратность форсировки у отечественных СД ($E_{qe.max}$) обычно составляет 1,4 от номинального возбуждения. При современных быстродействующих СВ запаздывание на введение и на снятие форсировки мало́ (можно задавать 0,04– 0,1 с); постоянная времени возбудителя не изменяется. Значение ограничения ЭДС возбуждения снизу ($E_{qe.min}$) большой роли не играет и может приниматься равным нулю. Специальных каналов ограничения ЭДС возбуждения по току возбуждения нет ($E_{q.max} = E_{q.min} = 0$ в ПК «Мустанг»).

5. Управление в асинхронных режимах. В расчетах пусков и самозапусков понадобится моделирование действий устройств автоматики управления системой возбуждения: гашение поля при переходе в асинхронный режим и включение возбуждения при достижении подсинхронной скорости (3–5 % от номинальной)²⁹.

Имеются в виду только прямые пуски или пуски при пониженном напряжении. Последние могут быть отображены, если ввести в расчетную схему пусковой трансформатор или реактор. Задача моделирования частотных пусков не является задачей расчетов режимов и устойчивости, так как частотные пуски не перегружают сеть.

Для моделирования гашения поля и подачи возбуждения требуются соответствующие действия «автоматики», управляющей расчетом переходного процесса. Необходимы изменения ЭДС возбуждения $E_{qe.max}$ (от нормальной величины до нуля и обратно) и изменения переходной постоянной времени T'_{d0} соответственно введению гасительного сопротивления R_{rac} и обратно:

$$T'_{d0,rac} = T'_{d0} / (1 + K_{rac}),$$

где $K_{rac} = R_{rac} / R_{OB}$; R_{OB} – сопротивление обмотки возбуждения; при введении в цепь ротора R_{rac} условия ресинхронизации улучшаются.

Скольжение, при котором вводится гашение поля в случае перехода СД в асинхронный режим, целесообразно подбирать по условию достижения наибольшего эффекта – обеспечения ресинхронизации.

6. Параметры. Группа СД, имеющих примерно равную удаленность от точек питания энергорайона (в исходном режиме и в ходе процесса), могут быть заменены одной моделью СД. Принцип такой замены аналогичен тому, что описано в П.3.4.4 для АД. В одну группу не могут быть включены неявнополюсные (3000 об./мин.) и явнополюсные СД, так как они имеют существенно разные зависимости вращающего момента от скольжения. В одну группу, наоборот, могут быть включены СД, у которых существенно разные значения m_{cr} , если нет оснований полагать, что в рассчитываемых переходных процессах встретятся переходные состояния СД со значительными скольжениями.

7. Механические постоянные инерции СД ($T_{J.CD}$) определяются как и у ГУ, при этом данные по моментам инерции ротора СД (в формуле – J_{Γ}) и при-

²⁹ Подсинхронной называется скорость, при которой скольжение настолько мало (несколько процентов), что включение возбуждения вызывает ресинхронизацию без дополнительных асинхронных проворотов. В ПК «Мустанг» включение возбуждения осуществляется по фактору $s_{ij.max}$, где *j*-й генератор – любой, у которого скорость вращения почти не изменяется; $s_{ij.max} \approx 3-5$ %. Задержка по времени ($\Delta t \approx 0,1$ с) при гашении поля и при повторной подаче возбуждения не играет решающей роли.

водимого во вращение механизма ($J_{\rm A}$) – разной доступности. Проще находить момент инерции самого двигателя (см. табл. П.3.4). Искомую величину $T_{J.CA}$ можно при отсутствии других данных получить, умножая механическую постоянную инерции самого двигателя на коэффициент K_J , который для центробежных компрессоров $K_J \approx 3-6$, для поршневых компрессоров и шаровых мельниц $K_J \approx 2$, для насосов $\approx 1,25$, для нефтепромысловых насосов $\approx 1,04-1,08$.

8. Эквивалентирование. К эквивалентированию групп СД нужно подходить с осторожностью: слишком велико влияние СД на процессы в узлах нагрузки, но эквивалентировать группу однотипных СД возможно. При этом их эквивалентные (усредненные) параметры подсчитываются с учетом весовых множителей $w_j = P_{\text{ном},j} / P_{\text{ном}}^{\text{ср}}$:

$$\cos\varphi_{\text{HOM}} = 0.9, \quad P_{\text{HOM}}^{\text{cp}} = \sum P_{\text{HOM},j} ,$$
$$k_{\text{3arp}}^{\text{cp}} = \sum k_{\text{3arp},j} w_j , \quad m_{\text{cT}}^{\text{cp}} = \sum \frac{k_{\text{3arp},j}}{k_{\text{3arp}}^{\text{cp}}} m_{\text{cT},j} w_j ;$$

кратности вращающих моментов:

$$m_{\max}^{\text{cp}} \approx \sum m_{\max.j} w_j$$
;

все реактивные сопротивления (отн. ед.) и постоянные времени (с), обозначенные здесь общим символом F:

$$F^{\rm cp} = \left(\sum \frac{w_j}{F_j}\right)^{-1}$$

(формула получена из условия, что проводимости параллельно включенных СД складываются).

П.3.4.7 Дополнительные аспекты моделирования электродвигателей

Процессы в нагрузках, если иметь в виду промышленные предприятия, в общем случае весьма разнообразны. В распределительных сетях такие объекты потребителей по своим внешним характеристикам значительно более разнообразны, чем электростанции (включая все особенности объектов РГ), при том, что влияние переходных процессов и тех, и других на режимы работы распределительных сетей примерно одинаковое.

Поэтому каждое исследование переходных процессов в распределительной сети приходится начинать с ознакомления с промышленными предприятиями: электроустановками; их связями в технологическом процессе; их устройствами защиты и автоматики, как электрическими, так и технологическими, имея в виду цели выполнения расчетов. Указанная информация позволит оценить, какие именно особенности процессов важны в отношении их влияния на режимы работы сети внешнего и внутреннего электроснабжения, а также обеспечение бесперебойности технологического процесса на данном промышленном предприятии. Выполнения указанных работ требует планирования соответствующих трудозатрат.

Иногда встречаются задачи, в которых главное место занимают двигатели постоянного тока (ДПТ), например, на целлюлозно-бумажных комбинатах. В рамках выполнения расчетов электромеханических переходных процессов в энергосистемах такие задачи могут быть решены только приближенно.

Комплекс ДПТ, питающихся от одной точки сети через управляемый выпрямитель, может быть отображен в расчетной модели статическим электроприемником. Это допустимо, так как электрические постоянные времени современных управляемых выпрямителей и электрических цепей с ДПТ обычно малы по сравнению с основной постоянной времени в сетях переменного тока – переходной постоянной времени генераторов T'_d , имеющей порядок 1 с (к величинам механической постоянной инерции T_J это сравнение не относится.)

СХН, измеряемые на стороне питания переменным током, определяются законом регулирования напряжения на выходе управляемого выпрямителя. В случае, если напряжение постоянного тока поддерживается неизменным, то мощность, потребляемая ДПТ, постоянна с точностью до потерь; тогда на стороне переменного тока $P_{\rm H} \approx$ const. Потери реактивной мощности на стороне переменного тока – это в основном потери на намагничивание, поэтому величины $Q_{\rm H}$ в первом приближении пропорциональны квадрату напряжения.

В расчетах, где фигурируют ДПТ, самую большую роль играет защита выпрямителя, срабатывающая при небольших провалах напряжения: если снижение питающего напряжения таково, что напряжение на стороне постоянного тока начинает снижаться, то увеличивается ток, потребляемый ДПТ, а современные управляемые выпрямители имеют сравнительно малые запасы по нагреву. В итоге незначительные понижения напряжения могут приводить к отключению ДПТ и нарушению технологических процессов.