

На правах рукописи



МУКАТОВ Бекжан Батырович

**УПРАВЛЕНИЕ РАЗДЕЛЕНИЕМ И ВОССТАНОВЛЕНИЕМ СЕТИ С  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭКСПЕРТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические  
системы

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Новосибирск - 2016

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

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

**Официальные оппоненты:** **Курбацкий Виктор Григорьевич**  
доктор технических наук, профессор,  
Федеральное государственное бюджетное  
учреждение науки Институт систем  
энергетики им. Л.А. Мелентьева  
Сибирского отделения Российской  
академии наук (ИСЭМ СО РАН), отдел  
электроэнергетических систем №40,  
ведущий научный сотрудник

**Васильев Владимир Владимирович**  
кандидат технических наук, Закрытое  
акционерное общество «Институт  
Автоматизации Энергетических Систем»,  
отдел технического руководства, главный  
специалист по РЗА и ПА

**Ведущая организация:** Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Уральский федеральный  
университет имени первого Президента  
России Б.Н. Ельцина»

Защита состоится: «17» февраля 2017 г. в 10<sup>00</sup> часов на заседании  
диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном  
бюджетном образовательном учреждении высшего образования Новосибирском  
государственном техническом университете по адресу: 630073, Новосибирск, пр.  
Карла Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского  
государственного технического университета и на сайте организации  
<http://www.nstu.ru>

Автореферат разослан «\_\_\_» декабря 2016 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
доктор технических наук, доцент



Русина А.Г.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы диссертации.** Рост тарифов на электроэнергию, высокая стоимость технологического присоединения малой генерации к существующим, часто перегруженным, электрическим сетям (ЭС) и большие сроки его реализации, необходимость развития теплоснабжения на обширной территории являются предпосылками активного ввода распределенной малой генерации (РМГ) с включением ее на параллельную работу с энергосистемой.

Массовое развитие РМГ в распределительных сетях (РС), как правило, не имеющих централизованного диспетчерского управления из-за значительного усложнения системы управления и роста размерности решаемых задач, обуславливает необходимость создания на их основе качественно новых энергосистем, так называемых Smart Grid.

Концепция Smart Grid подразумевает наличие у электроэнергетических систем (ЭЭС) таких качеств, как высокая способность эффективно противостоять возмущениям, адаптироваться к условиям работ за счет развития современных систем управления, что, наряду с возможностью участия в регулировании режима и наличием у каждого из субъектов, участвующих в регулировании режима (электростанции, сети, потребители), собственных целей, ставит задачу перехода к мультиагентному управлению режимом, в том числе и реконфигурации электрических сетей с РМГ. Управление в РС должно быть децентрализованным, так как в РС централизованное управление практически невозможно в силу отсутствия (в том числе по причине экономической нецелесообразности) наблюдаемости режимов.

В настоящее время развитие и эксплуатация энергосистем базируются на инвариантности схемы коммутации сети к их режимам. При этом недоиспользуется потенциал реконфигурации сети для обеспечения надежности системы электроснабжения потребителей и обеспечения ее живучести. Деление сети применяется для отделения района или электростанции на изолированную работу с примерно сбалансированной нагрузкой, в заранее определенном сечении, а также для прекращения асинхронного режима в сечении, связывающем несинхронные части. Реконфигурация ЭЭС с пониженной функциональностью способна повысить ее уровень или восстановить в полном объеме за счет эффективного использования внутренних резервов ЭЭС структурного характера.

Для традиционных энергосистем с доминированием требований целостности системы и устойчивости параллельной работы генераторов в ней были разработаны общие требования в части устойчивости и живучести, которые аккумулировали опыт их проектирования и эксплуатации, в частности, методические указания (МУ) по устойчивости ЭЭС.

Значительные отличия в условиях работы энергосистем и исполнении энергетического оборудования, применяемого в системообразующей сети и на распределительном уровне, ставят также задачу разработки требований к устойчивости и живучести энергосистем с РМГ.

Аналізу различных проблем реконфигурации схемы электрической сети, и, прежде всего, ее делению и восстановлению, посвящен ряд работ таких исследователей, как Воропай Н. И., Васильев В.В., Курбацкий В.Г., Успенский

М.И., Фишов А.Г., М. Adibi, А. Saleem, J. Solanki и др. Основная часть работ в данном направлении акцентирована на вопросах минимизации потерь электроэнергии, разворота электростанций после полного погашения и восстановления электроснабжения потребителей за минимальное время, то есть на ликвидации последствий технологических нарушений.

В настоящее время технология деления и восстановления сети не рассматривается в качестве единого процесса управления режимом энергосистем, обеспечивающего надежность энергоснабжения и живучесть ЭЭС.

Отсутствие достаточного опыта проектирования и эксплуатации ЭС с РМГ, их обобщения в виде рекомендаций, а также нецелесообразность применения таковых из области традиционных энергосистем делает актуальной разработку специализированных рекомендаций, обеспечивающих благоприятные условия для интеграции малой генерации в существующие ЭЭС или создания изолированно работающих энергосистем (ИРЭС).

Все отмеченное говорит об актуальности темы данной работы, включающей разработку децентрализованных методов и систем управления реконфигурацией сети, а также рекомендаций по определению требований к устойчивости и живучести энергосистем с РМГ.

**Объект исследования** – электрические сети с синхронной распределенной малой генерацией, мультиагентные системы управления.

**Предмет исследования** – реконфигурация электрических сетей в энергосистемах с синхронной РМГ и мультиагентным управлением.

**Цель работы** – исследование потенциала реконфигурации электрической сети и разработка способов и методов его использования при управлении энергосистемами.

Для достижения сформулированной цели поставлены и решены следующие **задачи**:

1. анализ развития задачи и методов реконфигурации ЭС для целей противоаварийного управления (ПАУ) применительно к ЭС с РМГ;
2. исследование потенциала реконфигурации сети в традиционных энергосистемах и ЭЭС с РМГ;
3. разработка мультиагентных методов принятия решений по реконфигурации сети для ЭС с РМГ;
4. разработка имитационной цифровой модели энергосистемы с РМГ и мультиагентным управлением для исследования потенциала реконфигурации схемы ЭЭС и эффективности предлагаемых методов;
5. исследование схемно-режимных свойств энергосистем с РМГ, обоснование расчетных условий для их проектирования и эксплуатации, способов снижения негативных явлений связанных с вводом РМГ в РС;
6. критический анализ действующих в ЕЭС России и за рубежом МУ, их применимости к энергосистемам с РМГ и разработка рекомендаций по устойчивости и живучести ЭЭС с РМГ для расширения МУ;
7. формулирование требований к системной автоматике автономных систем энергоснабжения на базе РМГ, присоединяемых к централизованным энергосистемам, с учетом особенностей режимов их работы, активного

использования реконфигурации сети для обеспечения необходимой функциональности.

**Методы исследования.** В работе используются:

- системный и объектно-ориентированный подходы,
- методы математического моделирования установившихся режимов и электромеханических переходных процессов в ЭЭС,
- теория самоорганизующихся систем,
- методы теории графов и построения экспертных систем.

**Положения, выносимые на защиту**

1. Живучесть энергосистем, как их способность противостоять большим возмущениям с сохранением функциональности за счет максимально сбалансированного деления с последующим автоматическим восстановлением целостности, может быть основой надежности энергоснабжения в ЭЭС с РМГ.
2. Принятие решений по реконфигурации электрической сети и ее осуществление возможно без централизации управления на основе мультиагентных технологий.
3. Доказанные возможности децентрализации основных системных задач ПАУ режимами энергосистем (контроля устойчивости, реконфигурации электрической сети) позволяют отказаться от централизации ПАУ в ЭС с РМГ, широко применять мультиагентные технологии управления и строить открытые системы со свободным доступом в ЭС объектов МГ.
4. Действующие МУ не учитывают существенные особенности структурно режимных свойств ЭС с РМГ, а именно: их повышенную способность к делению с последующим восстановлением целостности для сохранения функциональности энергосистемы при больших возмущениях.

**Научная новизна** работы заключается в следующем:

1. Разработаны мультиагентные методы принятия решений по реконфигурации ЭС с РМГ и ее осуществлению для систем управления мультиагентного типа.
2. Разработано инструментальное средство (программа для ЭВМ) для исследования потенциала реконфигурации сети, эффективности мультиагентного управления.
3. Обоснованы требования к устойчивости и живучести как взаимосвязанным свойствам надежности энергосистем с РМГ.

**Практическая ценность работы**

Методы распределенного принятия решений по реконфигурации ЭЭС позволяют строить мультиагентные системы (МАС) управления, способные обеспечить открытость для присоединения малой генерации к сети и высокую надежность энергосистем с РМГ.

Разработанная программа моделирования энергосистем с мультиагентным управлением позволяет проводить дальнейшие исследования их свойств, совершенствовать алгоритмы работы агентов и их взаимодействия.

Разработанные методические рекомендации по устойчивости и живучести энергосистем с РМГ позволяют проектировать противоаварийную автоматику подобных систем, учитывающую их структурный потенциал надежности.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Полученные соискателем основные научные результаты соответствуют пункту 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике», пункту 9 «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике», пункту 10 «Теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблему повышения пропускной способности транспортных каналов» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы».

**Реализация результатов.** Разработанные в диссертации методы и алгоритмы легли в основу программного обеспечения (ПО) «Определение изменений коммутационного состояния электрической сети при мультиагентном управлении», созданного в рамках диссертации. ПО состоит из: объектно-ориентированной базы данных (БД) и знаний (БЗ) - правил, редакторов БД с графическим интерфейсом, визуализирующим содержание БД, модуля имитации работы МАС, модуля расчета установившихся электрических режимов.

Разработанное ПО передано в Национальный диспетчерский центр Системного оператора Республики Казахстан для опытной эксплуатации. Результаты диссертационной работы внедрены в учебный процесс на кафедре автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ.

**Достоверность результатов и выводов** диссертационной работы обоснована корректным использованием математического аппарата и средств разработки ПО (C Sharp), промышленных инструментальных средств расчета установившихся и переходных режимов ЭЭС (программно-вычислительные комплексы (ПВК) RastrWin, «Мустанг»), теорий мультиагентного управления, а также непротиворечивыми выводами, положительными экспертными оценками результатов решения на реальных тестовых схемах.

**Апробация работы.** Основные результаты работы представлялись, докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, семинаре «Low-Carbon Energy Future: Efficient Management of Resources and Energy» (Nazarbayev University, г. Астана, 2016 г.), Российской молодежной научной школе-конференции «Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи» (ТПУ, г. Томск, 2016 г).

**Публикации.** По результатам исследований опубликовано 8 печатных работ, в том числе 4 научных статьи в рецензируемых журналах, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ, 1 статья в зарубежном издании, 2 статьи в материалах международных и всероссийских научных конференций, 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

**Личный вклад соискателя.** В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка ПО и

алгоритмов МАС управления реконфигурацией сети, тестирование алгоритмов в программно-вычислительных комплексах и мультиагентного управления на разработанном ПО, анализ и обобщение результатов.

**Объём и структура работы.** Диссертационная работа общим объемом 178 страниц состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений, списка терминов, списка использованной литературы из 100 наименований, приложений, содержащих результаты моделирования, протокол работы МАС, свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ и акты внедрения результатов работы; содержит 87 рисунков, 5 таблиц.

**Первая глава – «Реконфигурация сети и мультиагентное управление в контексте современных тенденций»** посвящена анализу задач и методов реконфигурации ЭС и мультиагентного управления как основы противоаварийного управления в ЭС с РМГ, обзору существующих и разрабатываемых МАС, а также определению их недостатков.

**Вторая глава – «Реконфигурация электрической сети как задача мультиагентного управления»** посвящена исследованию потенциала реконфигурации сети в традиционных энергосистемах и ЭЭС с РМГ, а также определению принципов мультиагентной системы реконфигурации.

**Третья глава – «Разработка методов и средств моделирования мультиагентного управления реконфигурацией электрической сети»** посвящена разработке мультиагентных методов принятия решений по реконфигурации сети для ЭС с РМГ и программы для ЭВМ, имитирующей работу МАС.

**Четвертая глава – «Исследование и обеспечение устойчивости и живучести энергосистем путем их реконфигурации»** посвящена исследованию противоаварийного управления в ЭС с РМГ и обоснованию методических рекомендаций по обеспечению устойчивости и живучести энергосистем с РМГ, рассмотрению способов снижения негативных явлений, связанных с вводом РМГ, формулированию требований к системной автоматике автономных систем энергоснабжения на базе РМГ.

В **заключении** обобщены основные результаты, полученные в ходе работы по теме диссертации.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обоснована актуальность выполненной работы, сформулированы ее цель и задачи, положения, выносимые на защиту.

В **главе 1** рассмотрены основные тенденции развития электроэнергетики. Особое внимание уделено развитию РМГ, а также созданию концепции и технологии Smart Grid. Под Smart Grid понимается ЭС, обеспечивающая средствами автоматики свободное подключение любых электроустановок (генераторов, потребителей, регулирующих устройств и др.) и позволяющая им, в пределах технической возможности сети, участвовать в получении - оказании услуг по обеспечению эффективного энергоснабжения потребителей.

Причины, вызывающие необходимость создания технологии Smart Grid:

- рост числа объектов малой генерации;

- возрастающие требования потребителей к надежности, индивидуализации качества, упрощению присоединения;
- сложность участия малой генерации в оптовом рынке;
- повышение общих требований энергоэффективности и безопасности.

Главными факторами, стимулирующими развитие РМГ, являются:

- стремление снизить потери электрической и тепловой энергии при передаче;
- стремление потребителей к стабильности в условиях рыночной неопределенности развития электроэнергетики и цен на электроэнергию;
- рост доли газа в топливоснабжении электростанций за счет масштабной газификации;
- ужесточение экологических требований.

Развитие РМГ в РС придает ей свойства основной сети с возникновением проблем устойчивости, роста токов короткого замыкания (КЗ), усложнения релейной защиты и др.

По результатам анализа делается вывод, что управление режимами в РС должно быть децентрализованным, т.к. использование традиционной (централизованной) технологии оперативного и автоматического управления режимами в таких сетях экономически и технологически сдерживает развитие РМГ.

Наличие у субъектов энергетики собственных целей определяет целесообразность организации децентрализованного – мультиагентного регулирования режимами в ЭС с РМГ. Под *мультиагентным регулированием* понимается вся совокупность мер, принимаемых каждым из субъектов, участвующим в регулировании режима (сетевой компанией, потребителем электроэнергии, генерацией), для достижения собственных целей в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих компромиссный режим ЭС.

Под *агентом* понимается интеллектуальная сущность (устройство автоматики), получающая информацию о состоянии управляемых ими процессов и осуществляющая влияние на них, при этом его реакция рациональна в том смысле, что действия подчинены единым правилам и содействуют достижению целей субъектов.

В традиционной энергосистеме, с крупной (концентрированной) генерацией ее *функциональность* - набор функций, предоставляемых системой, и качество их выполнения обеспечивается за счет целостности структуры и режима системы (устойчивости параллельной работы всех электростанций). Для этого накладываются ограничения по передаваемой по сети мощности, в виде запасов пропускной способности, а также поддерживается сложная система ПАУ. В таких ЭЭС деление и восстановление сети относится к исключительным мерам воздействия на режим.

В энергосистемах с РМГ надежность и качество энергоснабжения в не меньшей степени определяются способностью системы к сбалансированному разделению и восстановлению целостности системы. Функциональность в значительной степени может обеспечиваться изменением конфигурации ЭС с выделением сбалансированных подсистем на изолированную работу. Т.е. в

традиционной ЭЭС целостная структура является носителем надежности и экономичности, а в ЭЭС с эффективным делением и восстановлением сети, целостная структура является носителем экономичности, а реконфигурация - основой надежности.

Анализ существующих и разрабатываемых МАС, таких, как автоматика мультиагентной ситуационной поддержки в электрических сетях с РМГ, МАС релейной защиты в ЭЭС с РМГ, МАС по управлению спросом и предложением на электроэнергию и мощность, МАС по восстановлению сети после технологического нарушения, показал, что:

- практически для всех работ по восстановлению сети на основе мультиагентных технологий характерно наличие интенсивного обмена информацией, как до возникновения аварийного события, так и после аварии;
- недостатком имеющихся подходов в разработке МАС является наличие центрального агента (решатель, сборщик данных, симулятор), выход из строя которого делает неработоспособной всю систему.

Это актуализирует разработку одноуровневой МАС (без координирующего уровня), агентам которой для обеспечения функциональности ЭЭС, достаточно знания параметров режима только прилегающей к ним сети, правил поведения и минимального обмена информацией со смежными агентами.

**В главе 2** исследован потенциал реконфигурации сети на примере ЭЭС Казахстана, комбинаторные возможности схем РУ для развития схемной адаптивности сетей, а также приведены основные принципы построения МАС.

На рисунке 1 представлены результаты, характеризующие эффективность применения деления ЭЭС Казахстана для обеспечения функциональности и надежности энергосистемы в режимах повышенного риска (РПР) и аварийных режимах.

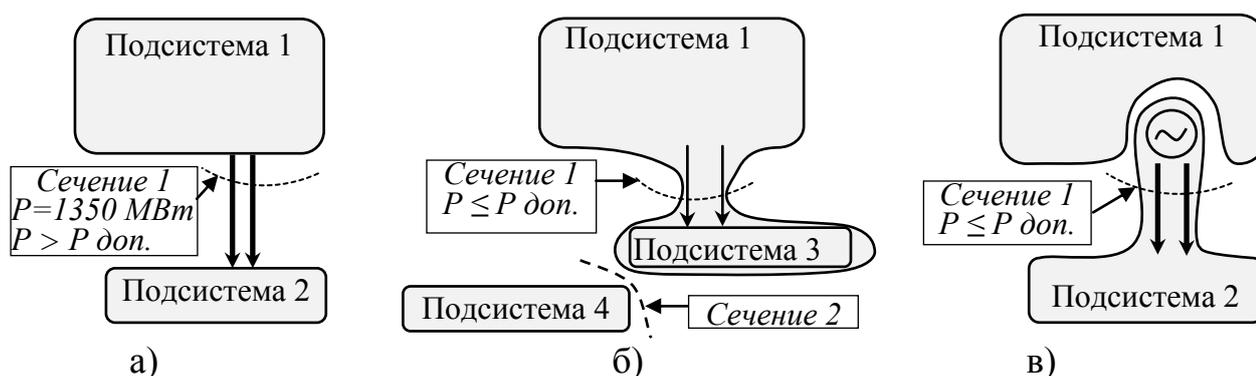


Рисунок 1 – РПР (а) и варианты доаварийного деления ЭЭС, исключая РПР (б, в), где  $P$  – нагрузка сечения в РПР,  $P_{доп}$  – максимально допустимый переток в сечении

Эффективность реконфигурации обеспечивается путем принудительного потокораспределения, повышения надежности за счет повышения допустимых перетоков (снижением нерегулярных колебаний из-за снижения (вплоть до нуля) нагрузки в одной из подсистем), минимизации объемов управляющих воздействий на отключение нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки в изолируемых подсистемах.

В таблице 1 приведены объемы управляющих воздействий ПА при обеспечении надежности за счет традиционной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), а также реконфигурации по схемам, показанным на рисунке 1 б, в) для исходного режима (рисунок 1 а) в энергосистеме Казахстана (подсистема 1 – северная часть энергосистемы Казахстана, 2 южная часть энергосистемы Казахстана и ЭЭС Узбекистана и Кыргызстана).

Таблица 1 – Объем управляющих воздействий при расчетных возмущениях

Расчетные возмущения		Отключение ЛЭП			Отключение 200 МВт генерации в подсистеме 2			
		АПНУ	Реконфигурация		АПНУ	Реконфигурация		
Способ обеспечения надежности	по схеме рис.1 б)		по схеме рис.1 в)	по схеме рис.1 б)		по схеме рис.1 в)		
	Компенсирующие действия, МВт	Отключение генераторов	0	0	200	0	0	0
		Отключение нагрузки	400	250	0	200	50	0
Компенсация небаланса за счет регулирующего эффекта нагрузки		0	0	200	0	0	200	

Рассмотрены следующие задачи реконфигурации сети по обеспечению функциональности энергосистемы в зависимости от характера ее снижения:

- недопущение и снятие перегрузки элементов сети за счет принудительного потокораспределения;
- обеспечение живучести ЭЭС за счет разделения и объединения подсистем;
- обеспечение надежности энергоснабжения как за счет принудительного потокораспределения, так и за счет разделения и объединения подсистем.

Выделены два варианта постановки задачи и подхода к ее решению по определению требуемых изменений в схеме коммутации ЭС:

**I** - заключается в формулировании неких общих требований к режиму, которым должен удовлетворять режим ЭЭС;

**II** - допускает наличие у каждого из субъектов ЭЭС собственных целей и их учета при определении режима ЭЭС.

Выделены три основных принципа деления и восстановления сети.

**Принцип 1. Изолированные районы формируются узлами генерации со сбалансированной нагрузкой.** Принцип широко используется в традиционных энергосистемах. При этом могут приниматься во внимание требования по сохранению питания конкретной нагрузки, например, учитываться категории электроприемников по надежности электроснабжения или условия договоров. При наличии развитой схемы распределительных устройств (РУ) на подстанциях (ПС) ЭЭС с множеством генерирующих узлов может быть разделена на сбалансированные подсистемы многовариантно (рисунок 2).

**Принцип 2. Изолированные районы формируются узлами целостных районов электропотребления с обеспечивающей баланс генерацией,** когда

отделение подсистем производится как по связям, так и по узлам генерации с разделением шин и распределением энергоблоков между ними.

**Принцип 3. Изолированные районы формируются доминирующими интересами.** В данном случае изолированные районы формируются как по принципу 1, так и 2 в зависимости от доминирующих интересов в подсистемах.

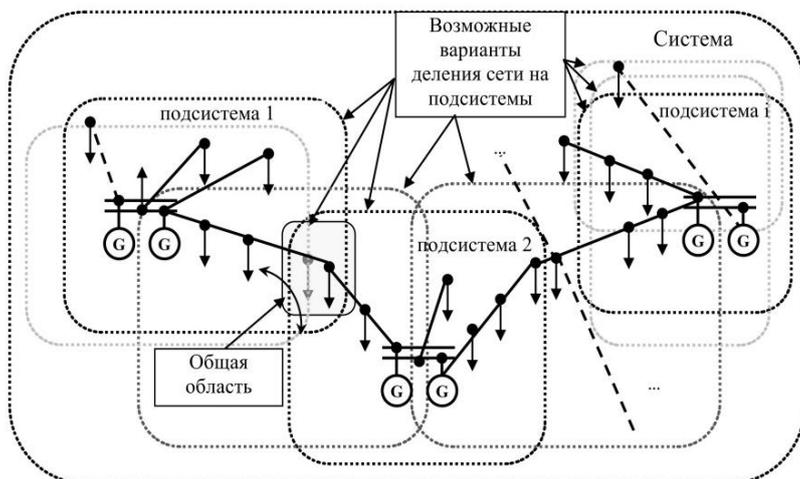


Рисунок 2 – Деление системы на подсистемы

Для выбора стратегии деления сети в МАС необходимо выявление *класса исходного режима* каждым из агентов (1 - нарушение в контролируемом районе электрической сети, 2 - нарушение во внешней сети), которое осуществляется по измерениям режимных параметров в узлах контролируемого района.

При нарушении режима внешнего характера (признаки: отклонение частоты, глобальное отклонение напряжения сверх допустимых значений) реконфигурация сети должна быть направлена на разделение для сохранения функциональности района сети при максимальном использовании имеющихся резервов генерации в районе. Для поиска сечений деления используется базовый (предшествующий нарушению) режим потокораспределения в контролируемом районе сети.

При нарушении режима внутреннего характера (признаки: перегрузка элемента сети, локальное отклонение напряжения от допустимых значений только внутри контролируемого района) использование предшествующего нормального режима в контролируемом районе в общем случае невозможно. Поэтому действие агента выбирается, используя схемно-режимную информацию текущего режима.

Выполнена формализация условий и требований к подсистемам при разделении ЭЭС и ее восстановлении, определены принципы и функции мультиагентной системы реконфигурации сети.

Основным *условием отделения подсистем* на изолированную работу является обеспечение в них баланса мощности при допустимом уровне частоты (1):

$$\Sigma P_c(f) = \Sigma P_n(f) = \Sigma P_n(f) + \Sigma \Delta P, \quad (1)$$

где  $\Sigma P_c(f)$  – суммарная генерируемая активная мощность станций в районе (за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды);  $\Sigma P_n(f)$  – суммарное потребление активной мощности;  $\Sigma P_n(f)$  – суммарная активная мощность нагрузки потребителей;  $\Sigma \Delta P$  – суммарные потери активной мощности. Условию (1) соответствует нулевое сальдо перетоков по сечению деления.

При отделении подсистем на длительную работу для поддержания соответствующего качества их функциональности необходимо обеспечить в подсистемах резервы мощности на электростанциях, определяемые (2).

$$P_{расч} = P_{ав} + P_{нагр} + P_{ремь} \quad (2)$$

где  $P_{ав}$  - аварийный резерв;  $P_{нагр}$  - нагрузочный резерв;  $P_{рем}$  - ремонтный резерв (требуемый для возмещения мощности, выводимой в ремонт).

Также следует исключать варианты деления, приводящие к перегрузу оборудования по току, превышению допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях и недопустимым уровням напряжения.

$$I_{ij} \leq I_{ij \text{ доп}}, \quad (3)$$

$$P_{\text{сечение } i} \leq P_{\text{сечение } i \text{ доп}}, \quad (4)$$

$$U_{i \text{ min}} \leq U_i \leq U_{i \text{ max}}, \quad (5)$$

где  $I_{ij}$  – ток ветви  $ij$ ;  $I_{ij \text{ доп}}$  – допустимый ток ветви  $ij$ ;  $P_{\text{сечение } i}$  – переток мощности в сечении  $i$ ;  $P_{\text{сечение } i \text{ доп}}$  – допустимый переток мощности в сечении  $i$ ;  $U_i$  – напряжение в узле  $i$ ;  $U_{i \text{ min}}$ ,  $U_{i \text{ max}}$  – минимальное и максимальное допустимые напряжения в узле  $i$ .

Необходимым условием восстановления сети (синхронизации подсистем) является не превышение разности частот синхронизируемых подсистем допустимого значения (6):

$$\Delta f = f_1 - f_2 \leq f_{\text{доп}}, \quad (6)$$

где  $f_1$ ,  $f_2$  частоты в синхронизируемых подсистемах;  $f_{\text{доп}}$  – допустимая разность частот в случае точной синхронизации.

В ходе операций по восстановлению схемы сети следует контролировать загрузку элементов сети (3-4), а также уровни напряжения (5).

Для разработки модели и алгоритмов МАС введена терминология:

*Смежный агент* – агент, с узлом которого имеется прямая электрическая связь и предусмотрен обмен сообщениями.

*Действия агента* – изменение схемы РУ, режима выработки или потребления в узле, прием или передача сообщений.

*Контролируемый район* – зона контроля агентом узла режима прилегающего района сети по местным параметрам (перетоки по примыкающим к узлу агента линиям электропередачи (ЛЭП), напряжение и частота в узле).

*Инициатор* – агент узла, в контролируемом районе которого произошло снижение функциональности, инициирующий работу МАС.

*Участник* – агент узла, готовый к действиям в своем узле, способный повысить функциональность в контролируемом инициатором районе.

*Допустимое изменение загрузки элементов в результате действия агента (значение нечувствительности)* – изменение мощности, передаваемой по элементу сети в контролируемом районе, при котором изменение признается несущественным и прекращается передача сообщений о выполненном действии смежным агентам.

*Запрос* – сообщение, направляемое агентом, содержащее информацию о необходимости оказания помощи, возможности выполнения планируемых или сохранения реализованных действий.

*Разрешение* – сообщение, направляемое агентом в ответ на запрос, содержащее информацию о подтверждении возможности действий.

*Отказ* – сообщение, направляемое в ответ на запрос, содержащее информацию о недопустимости планируемых или выполненных действий.

Структура интеллектуального агента показана на рисунке 3. В основу мультиагентной реконфигурации ЭС, как уже отмечалось, положены контроль режима прилегающего района сети и общие (единые) принципы и базы правил.

*Основными принципами* построения МАС являются:

- 1) минимальный обмен информацией между агентами,
- 2) локальность обмена информацией (агенты обмениваются сообщениями только со смежными агентами),
- 3) локальность контроля режима (агент располагает параметрами режима только в контролируемом районе),
- 4) повышение функциональности в зоне взаимодействия при принятии решения каждым агентом.

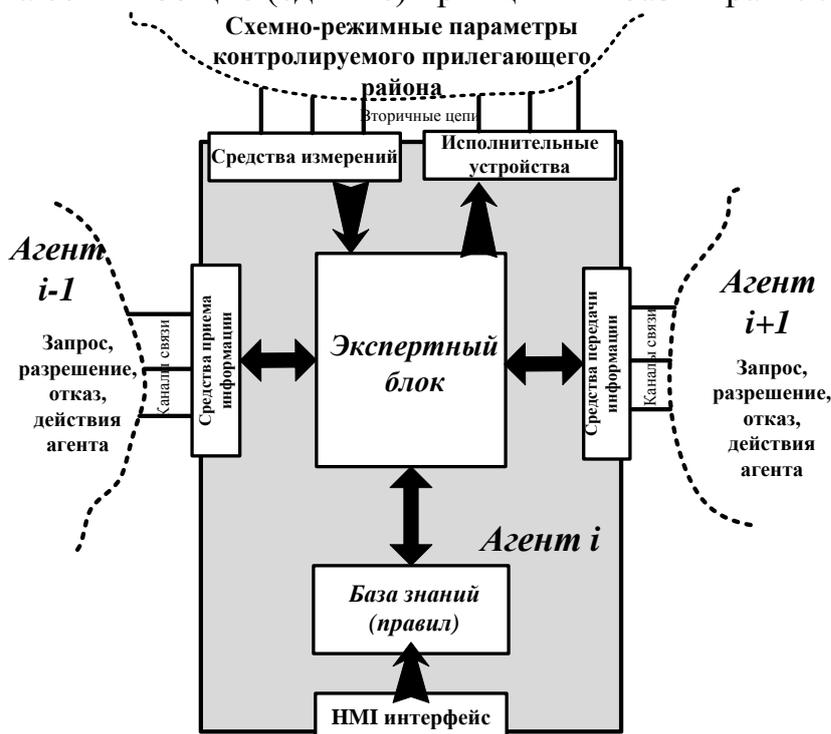


Рисунок 3 - Структура агента узла сети

Принятие решений в МАС построено на основе волнового способа распространения запросов и подтверждений агентов в однородной среде.

В качестве *правил согласований действий* (общие правила) предложены следующие правила:

1. Агент, планирующий выполнить действие в контролируемом им районе, сообщает об этом смежным агентам, на связях с которыми произойдут изменения потоков мощности более допустимой величины (нечувствительности), или направляет им сообщение о произошедших изменениях.
2. Агент выполняет действия после получения от смежных агентов сообщений – «разрешений» на их осуществление или сохраняет результат уже выполненных действий при отсутствии сообщений – «отказов» от агентов.

Предложены следующие общие и частные *правила действий* работы МАС:

*Общие:*

1. Работа МАС осуществляется циклически, с запуском нового цикла после каждого существенного изменения режима.
2. При исчерпании собственных возможностей агент, при необходимости, «просит» помощи у смежных агентов.

*Частные:*

- *Для принудительного потокораспределения:*

1. Приоритет при реконфигурации отдается варианту с минимальным количеством коммутаций.

- *Для разделения и объединения подсистем:*

1. Деление выполняется агентами синхронно.
2. Деление производится после определения сечения, при котором суммарная нагрузка потребителей в отделяемой подсистеме не превышает суммарной мощности генерации.
3. При формировании сбалансированных подсистем приоритет имеют узлы потребления, электрически ближайšie к генераторам.

**В главе 3** разработаны методы и средства моделирования мультиагентного управления реконфигурацией электрической сети.

Допустимость действий агентов МАС определяется в процессе обмена запросами между агентом, планирующим или выполнившим действие с агентами, у которых в результате этого действия существенно меняется режим работы контролируемых районов.

Предложены два варианта к организации координации действий агентов:

1. Отправка инициатором или участником запросов на разрешение действий до реализации запланированного действия.
2. Отправка инициатором, участником запросов на разрешение сохранить реализованные действия после реализации действия (решение принимается после проверки отсутствия недопустимого снижения функциональности другими агентами). Второй вариант принят для реализации в МАС.

*Задача и метод мультиагентной реконфигурации сети при перегрузке элемента.* В данном случае задачей МАС является проведение реконфигурации, приводящей к снижению загрузки перегружаемого элемента за счет дозагрузки недогруженных сетевых элементов.

Для этого в цикле анализа экспертным блоком режимных параметров контролируемого района сети агент-инициатор выявляет снижение функциональности и проверяет наличие доступных ему действий, способных снизить перегрузку. Такими действиями в порядке приоритетности являются:

- включение оборудования, находящегося в резерве;
- изменение баланса мощности в узле изменением генерации;
- разделение узла по шинам с различным балансом мощности (с предварительным распределением присоединений по шинам);
- отключение присоединений.

Схема РУ в процессе разделения по шинам перекоммутируется в зависимости от направления перетока мощности на перегружаемом элементе и комбинаторики самой схемы РУ.

Комбинаторика (количество вариантов группировки присоединений к разделяемым шинам узла) определяющим образом влияет на эффективность реконфигурации сети как способа управления ее режимом, т.е. определяет реальный потенциал реконфигурации.

Для исследования этого влияния была разработана специальная программа для ЭВМ, в которой смоделированы как узлы с минимальной комбинаторикой (РУ с двойной системой шин с обходной), так и с максимальной (рисунок 4 - с двумя выключателями на присоединение). Пример перекоммутации в узле приведен на рисунке 4.

Для снижения перетока по Л-1 до допустимого значения можно перевести на 2 систему шин (СШ) Л-1 и часть отходящих фидеров суммарной нагрузкой равной 20 МВт, а на 1 СШ: Л-2, остаток нагрузки и ЛЭП, по которым мощность направлена от ПС агента-инициатора (Л-3). В результате получим режим, показанный на рисунке 4 б). В случае перегрузки Л-2 отключение Л-3 приведет к дополнительному снижению перетока.

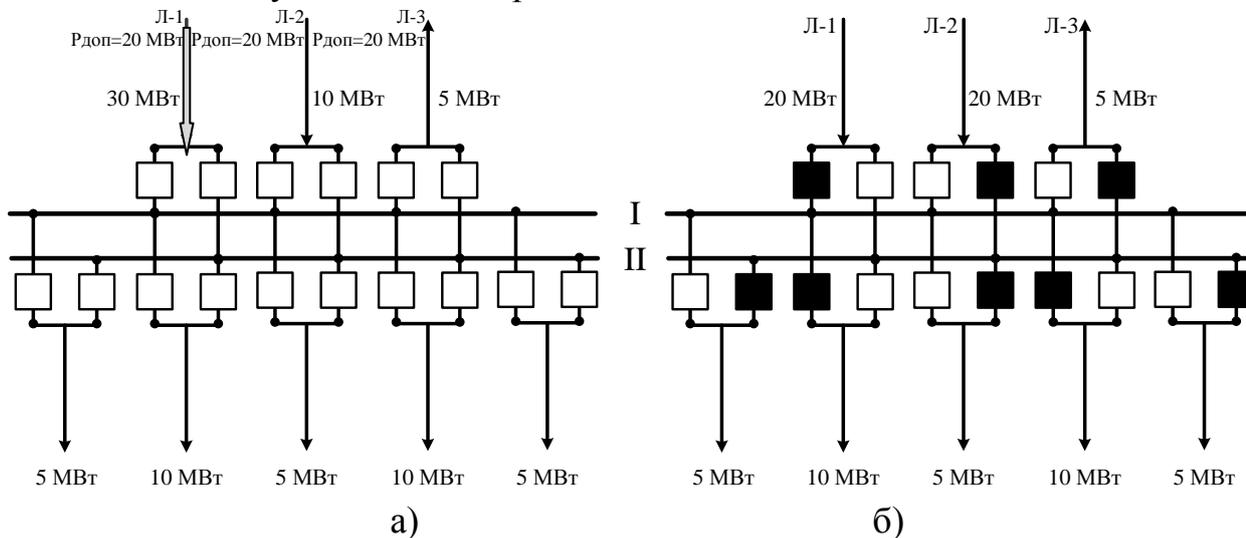


Рисунок 4 - Пример перекоммутации

После реализации действия инициатор направляет запрос смежным агентам, по связям с которыми произошло изменение перетока более значения нечувствительности, для получения разрешения на сохранение выполненных действий. На примере действия, показанного на рисунке 4, при значении нечувствительности равном 1 МВт, запросы направляются агентам узлов, связывающих агента инициатора по Л-1 и Л-2.

Смежными агентами осуществляется проверка отсутствия снижения функциональности при выполненных действиях. В свою очередь, смежные агенты информируют своих «соседей» в случае изменения режима в контролируемых ими районах более значения нечувствительности.

При отсутствии у инициатора сообщений-отказов реализованное действие сохраняется. В противном случае действие отменяется и переводится в набор недоступных. В случае исчерпания доступных инициатору действий он направляет сообщение смежным агентам с просьбой оказать помощь по разгрузке связывающих их линий. Действия соседних агентов аналогичны действиям инициатора.

После реализации действий инициатором осуществляется проверка отсутствия перегрузки. В случае недостаточности работа МАС повторяется. На рисунке 5 приведена блок-схема действий агентов при принудительном потокораспределении.

*Задача и метод мультиагентной реконфигурации сети для адаптивного деления энергосистемы.* При внешней для части системы причине нарушения режима основной задачей МАС является проведение реконфигурации, приводящей к выделению подсистем на изолированную работу. Выделение производится с сохранением или повышением функциональности

электроснабжения потребителей при максимальном использовании имеющихся резервов генерации и регулирующих эффектов нагрузки в районе.

Действия МАС сводятся к поиску совокупности связанных между собой узлов, сумма потребления которых не превышает располагаемой генерации (сечения с нулевым сальдо потоков мощности), на основе обмена локальной информацией между смежными агентами.

Агенты генераторных узлов посылают смежным агентам информацию, состоящую из 4 значений:

$N_{ген}$  – уникальный номер генератора (который «набирает» нагрузку потребителей для выхода на изолированную работу);

$P_{нагр\ необх} (P_{рез})$  – мощность нагрузки, которую способен нести генератор – резерв мощности генерации;

$N_{соседа}$  – номер смежного узла, пославшего сообщение;

$Z_{min}$  – минимальное сопротивление ЛЭП из перечня ЛЭП прилегающих к узлу, пославшему сообщение (за исключением ВЛ связывающей пославший и принявший сообщение узлы). Данное значение необходимо для выполнения частного правила действия №3. Согласно этому правилу при формировании

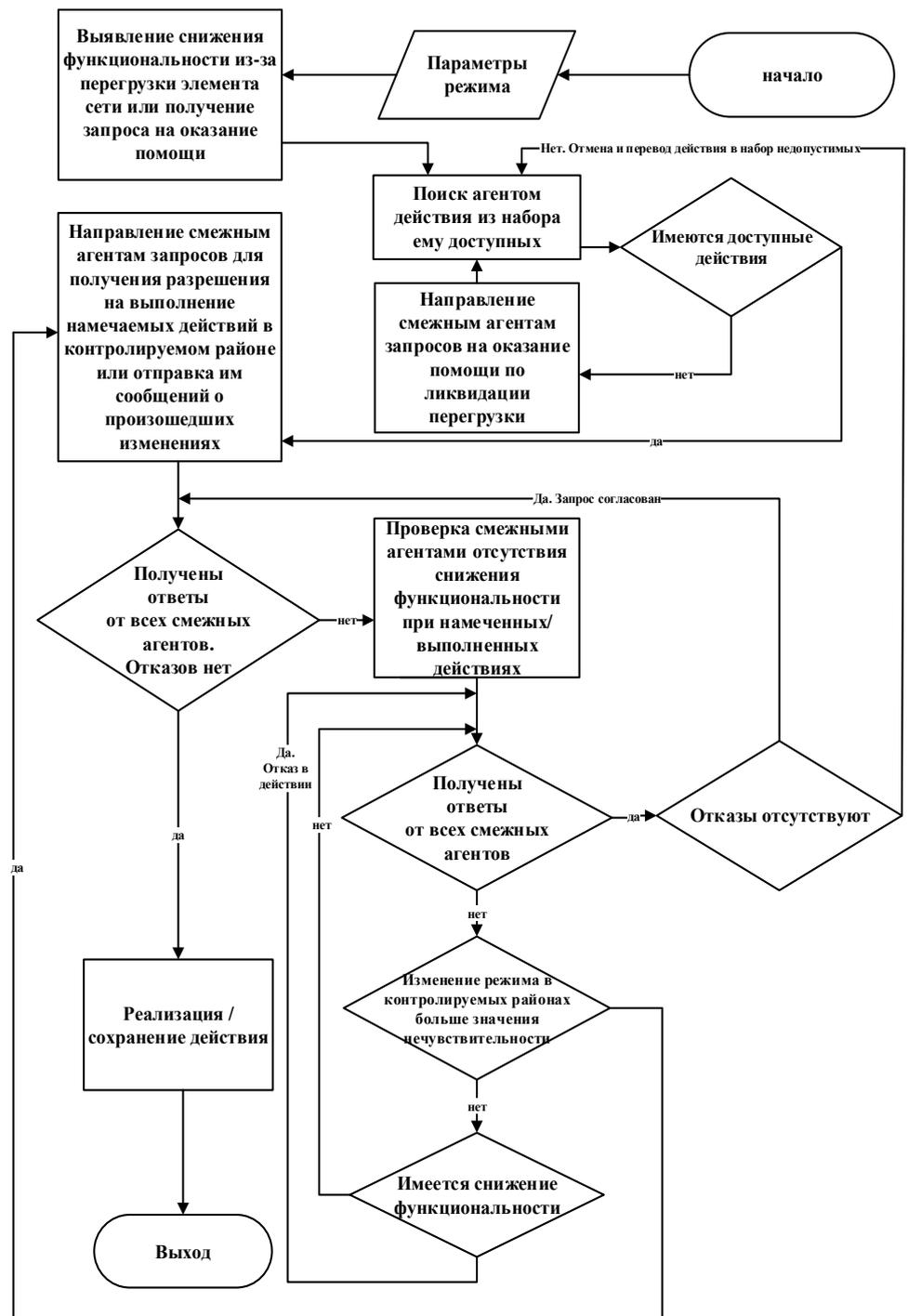


Рисунок 5 – Блок-схема действий агента при реконфигурации для снятия перегрузки сетевого элемента

совокупности узлов отделяемой подсистемы, приоритет в подключении к источникам генерации имеют наиболее электрически ближайšie к ним узлы нагрузки.

В ходе работы МАС агенты генераторных узлов передают данные об имеющихся резервах генерации по сети, а агенты узлов потребления используют резерв полностью или частично, выбирая наиболее оптимальные варианты деления узла (с учетом комбинаторики), и ретранслируют данные в том же формате.

$P_{рез}$  (или  $P^{нагр}_{необх}$ ) корректируется: значение  $P_{рез}$  уменьшается на величину потребления узла, принявшего сообщение, и далее передается смежному агенту. Узел, линия электропередачи (ЛЭП) с которым имеет наименьшее сопротивление (из перечня прилегающих ВЛ), является следующим для передачи сообщения.  $Z_{min}$  содержит информацию о наименьшем сопротивлении линии в контролируемой зоне соседнего агента. Передача  $Z_{min}$  в таком порядке позволяет организовать активизацию наиболее электрически ближайших агентов. На рисунке 6 приведена укрупненная блок-схема алгоритма поиска сечений деления.



Рисунок 6 – Блок-схема поиска сечений деления при адаптивном делении

Агенты генераторных узлов периодически распространяют сообщения в результате которых МАС выполняет поиск сечений деления сети для реконфигурации при возникновении аварийного нарушения.

После окончания работы МАС смежные агенты обмениваются информацией об имеющемся непокрытом дефиците в узле и номерах генераторов, питающих узел. Агенты смежных узлов, в которых потребляемая нагрузка в полном объеме покрывается генерацией, не отключают электрические связи между собой при возникновении аварийного режима. Результатом работы МАС является формирование подсистем из совокупности узлов и сохраняющих включенное состояние связей при возникновении аварийного режима.

Принципиальным в работе МАС является синхронизация времени реализации деления всеми агентами.

При поиске сечений деления в режиме «ДО» - на основе базового (предшествующего нарушению) режима потокораспределения в контролируемом районе сети, время деления соответствует окончанию цикла актуализации. Где цикл актуализации - это период, в течение которого в ходе работы МАС обновляются сечения деления.

При поиске сечений деления в режиме «ПОСЛЕ» - по параметрам режима после возникновения аварийного нарушения, время деления назначается и распространяется агентами после нахождения сечений деления.

*Задача и метод мультиагентной реконфигурации сети при восстановлении системы.* В данном случае задачей МАС является проведение реконфигурации, приводящей к объединению подсистем на параллельную работу, что создает условия для последующего экономичного режима работы ЭЭС.

Основными правилами агентов при восстановлении являются:

1. восстановление целостности сети производится после ликвидации аварии;
2. синхронизация смежных (районов) подсистем разрешается при допустимых значениях разницы их частот и напряжений.

После восстановления нормального режима в изолированных подсистемах, агенты начинают «переговоры» о восстановлении целостности структуры сети. После получения разрешения на выполнение намечаемых действий в контролируемом районе, агенты «договариваются» о времени реализации действий. На рисунке 7 приведена укрупненная блок-схема алгоритма восстановления сети.

*Программа имитационного моделирования энергосистемы с мультиагентным управлением структурой сети.* Для исследования работы МАС реконфигурации ЭС была разработана программа для ЭВМ, моделирующая поведение агентов в соответствии с общими и частными правилами, а также выполняющая расчеты на тестовой схеме.

С целью подтверждения работоспособности предложенной МАС и эффективности адаптивного деления по сравнению с традиционным подходом работа МАС была исследована на модели реальной ЭС, представляющей южные области энергосистемы Республики Казахстан.

На рисунке 8 показан характерный результат моделирования действий агентов МАС в укрупненном виде при снижении частоты в ЕЭС. При поиске сечения деления для обеспечения



Рисунок 7– Блок-схема алгоритма восстановления сети

сбалансированности выделяемой подсистемы выполнено разделение по шинам на

ПС Миргалимсай. Пунктирными линиями выделены узлы, образующие подсистемы, переходящие на изолированную работу.

Сечения деления, заданные для традиционной автоматики, выделены на том же рисунке 8 двойными сплошными линиями. Как видно, сечения, полученные в результате работы МАС, охватывают большее количество потребителей при отделении изолированных подсистем, тем самым снижая объем ограничений. При выделении подсистем по сечениям, определенным МАС, ограничения в часы характерного максимума декабря меньше чем при работе традиционной автоматики деления примерно на 700 МВт.

Результаты моделирования мультиагентного управления показали работоспособность предложенных методов и алгоритмов. МАС обладает высокой надежностью и при потере любого из агентов способна адекватно функционировать.

В главе 4 проведено исследование обеспечения устойчивости и живучести энергосистем путем их реконфигурации.

Применение существующей технологии контроля и нормирования запасов устойчивости ЭЭС для решения задач обеспечения требуемой надежности в городских электрических сетях с РМГ невозможно ввиду значительных отличий в условиях их работы по сравнению с системообразующей сетью.

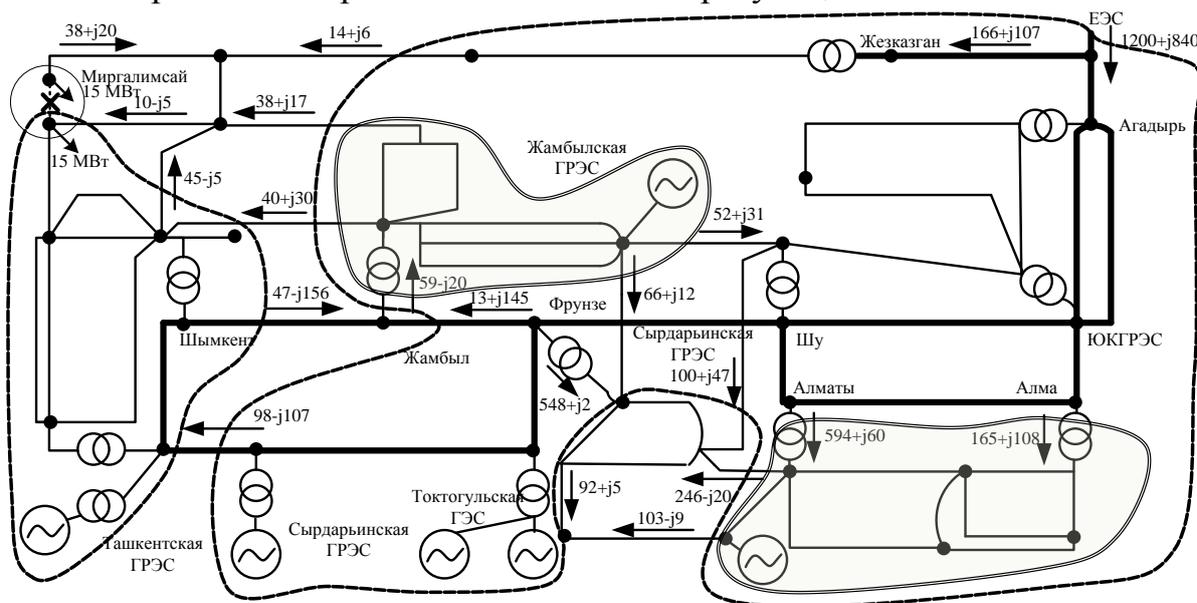


Рисунок 8 – Результат работы МАС при поиске сечений деления

Основными отличиями являются преимущественное применение в городских РС ЛЭП в кабельном исполнении для объединения станций и закрытых распределительных устройств (ЗРУ), из-за чего нормативные возмущения, приведенные в МУ, не могут рассматриваться в качестве расчетных в ЭС с РМГ.

Наиболее вероятными *расчетными возмущениями* в городских электрических сетях с РМГ являются КЗ в сети 0,4 кВ, так как кабельные линии (КЛ) 10 кВ и закрытые распределительные устройства (ЗРУ) являются надежными элементами системы. В качестве расчетных возмущений для таких систем предлагается принять коммутации фидеров и отключения энергоблоков на

объектах малой генерации. Отключения системообразующих КЛ и ЗРУ в результате КЗ, ввиду редкости их возникновения, предлагается рассматривать как *экстраординарные возмущения*.

Анализ особенностей схемно-режимных свойств РС с РМГ выполнен для двух объектов, представляющих из себя проекты присоединения существующей автономной системы электроснабжения (с разделением электростанции установленной мощностью 10 МВт, на две «полустанции», рисунок 9) к централизованной сети, и формирования изолированно работающей энергосистемы на базе трех электростанций малой генерации (суммарной установленной мощностью 30 МВт, рисунок 10).

Анализ показал, что при экстраординарных возмущениях и малой механической инерционности РМГ сохранение устойчивости режимов ЭЭС труднодостижимо и не должно быть обязательным условием. При выявлении признаков экстраординарных возмущений необходимо выполнять максимально сбалансированное деление системы.

По результатам исследования устойчивости указанных объектов предложено включить в существующие МУ специальный раздел с рекомендациями по обеспечению устойчивости и живучести энергосистем с РМГ, с введением новых групп режимов и переопределением нормативных возмущений (представлены в таблице 3).

Выполненный анализ показал, что при присоединении малой генерации к ЭС и КЗ в ЭЭС ввиду сильных связей между подсистемами существует высокая вероятность возникновения недопустимых ударных моментов на валах синхронных машин, нарушения динамической устойчивости, способных вызвать их повреждение. Также значительно увеличиваются отключаемые токи КЗ, усложняется релейная защита.

Эти негативные явления можно минимизировать за счет опережающего деления (ускоренного прекращения синхронной работы РМГ с ЭЭС), до отключения мест КЗ.

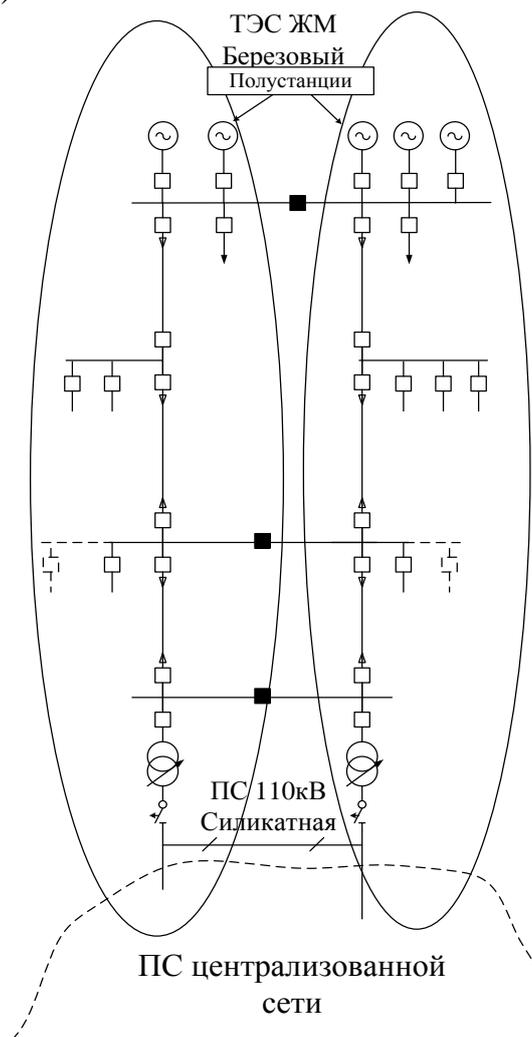


Рисунок 9 – Схема присоединения существующей автономной системы электроснабжения к централизованной сети

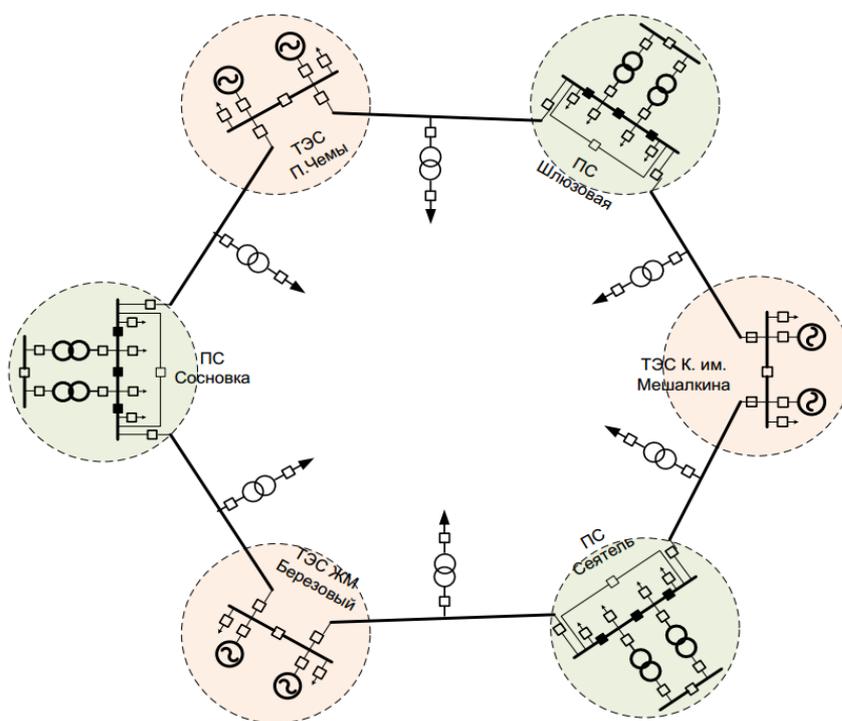


Рисунок 10 – Принципиальная структура электрической части ИРЭС

Таблица 3 – Группы режимов и возмущений для РС с РМГ

Исходный режим	Требование по обеспечению надежности при различных возмущениях					
	Расчетные (вероятные) возмущения			Экстраординарные (маловероятные) возмущения		
	Коммутации нагрузочных фидеров в сети 10 кВ	3-х фазные КЗ на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4	Аварийное отключение энергоблоков	3-х фазные КЗ в сети 10 кВ с отключением линий	Отключения КЛ системообразующего контура сети 10 кВ	КЗ в РУ с погашением шин
Нормальные режимы средней загрузки сети (с высокими запасами генерирующей мощности и пропускной способности электрической сети)	Сохранение динамической устойчивости (ДУ)	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Селективное деление	Сохранение ДУ	Селективное деление
Нормальные режимы высокой загрузки (со сниженными запасами генерации)	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Селективное деление	Селективное деление	Селективное деление
Нормальные режимы высокой загрузки сети	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Селективное деление	Селективное деление	Селективное деление
Нормальные режимы малой загрузки энергосистемы	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Селективное деление	Сохранение ДУ	Селективное деление
Ремонтные режимы с ослабленной системообразующей сетью	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Селективное деление	Селективное деление	Селективное деление
Ремонтные режимы с дефицитом мощности	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Сохранение ДУ	Селективное деление	Селективное деление	Селективное деление

Был выполнен сравнительный анализ эффективности возможных способов ПАУ в таких системах, а также предложен новый способ ПАУ с опережающим делением по фиксированным сечениям.

На рисунке 11 показаны значения отключаемых токов КЗ и динамических моментов на валах генераторов Г1, Г2, полученные в результате моделирования для различных способов управления при возникновении КЗ.

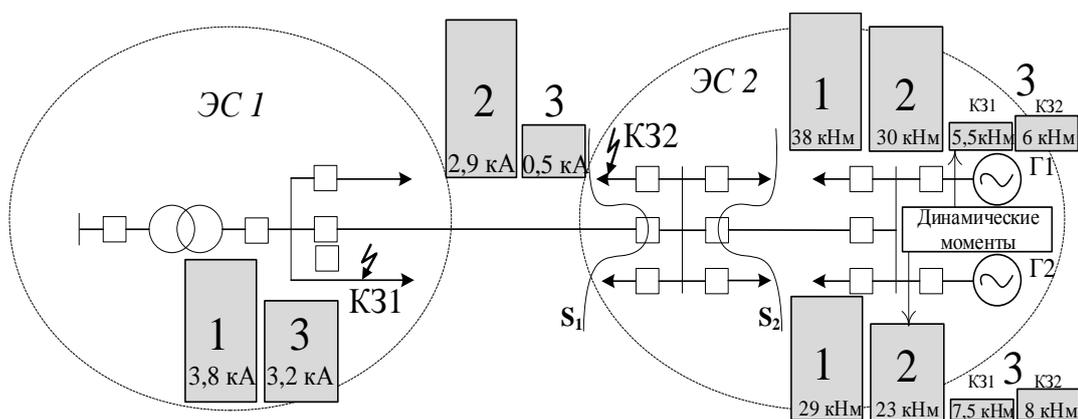


Рисунок 11 – Отключаемые токи КЗ и динамические моменты: 1-при КЗ1 без деления сети, 2-при КЗ2 с делением сети действием АЛАР, 3-при КЗ1,2 с опережающим делением сети действием автоматики опережающего деления

Результаты исследования подтверждают, что опережающее сбалансированное деление сети связи энергосистем по фиксированным сечениям обеспечивает снижение отключаемых токов короткого замыкания, не изменяет условий, определяющих работу релейной защиты энергосистемы большой мощности при отсутствии параллельной работы, устраняет угрозу возникновения недопустимых моментов на валах синхронных генераторов, предотвращает возникновение асинхронных режимов, снижает объемы отключения нагрузки для предотвращения развития аварий.

По результатам обосновано *требование к системной автоматике для ЭС с РМГ*: При возникновении возмущений режима, представляющих угрозу нарушения динамической устойчивости и возникновения ударных динамических моментов, должно быть предусмотрено автоматическое максимально сбалансированное разделение энергосистемы. После разделения ИРЭС каждая из отделившихся станций должна автоматически переходить в режим полноценной автономной работы. Выбор сечения и реализация деления в качестве противоаварийного управления должны осуществляться автоматикой селективного деления.

### **Основные результаты диссертационной работы:**

1. Доказано, что обеспечение живучести энергосистем за счет сбалансированного деления может быть основой надежности энергоснабжения в энергосистемах с РМГ.
2. Разработаны методы принятия решений по реконфигурации сети для мультиагентной системы управления режимом энергосистемы с РМГ.
3. Разработан инструментарий (программа и тестовые модели ЭС, в том числе с РМГ), позволяющий проверять работоспособность МАС, осуществляющих реконфигурацию сети.
4. Доказана возможность децентрализации задачи реконфигурации электрической сети, что позволяет отказаться от централизации противоаварийного управления в энергосистемах с РМГ.
5. Обоснованы преимущества автоматики опережающего деления по сравнению с существующими способами обеспечения функциональности применительно к сетям с РМГ.

6. Предложено дополнение к МУ по устойчивости энергосистем в части устойчивости и живучести энергосистем с РМГ.
7. Сформулированы требования к системной автоматике изолированно работающих энергосистем с РМГ.

## **СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

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

1 **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. - С. 90–103.

2 **Мукатов, Б.Б.** Использование превентивного деления электрической сети в режимах повышенного риска / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2014. - № 4. - С. 215–219.

3 **Мукатов, Б.Б.** Реконфигурация электрических сетей с распределенной генерацией и мультиагентным управлением. / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2015. - № 9. - С. 143-152.

4 **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. - С. 94–104.

### *Публикации в зарубежных изданиях:*

5 **Мукатов, Б.Б.** Обеспечение живучести энергосистем при развитии распределенной генерации / Б.Б. Мукатов, А.Г. Фишов // Вестник Алматинского университета энергетики и связи. – 2013. - № 4. - С. 6–15.

### *Материалы международных и всероссийских конференций:*

6 **Mukatov, B.** Network division and restoration control using artificial intelligence. / Bekzhan Mukatov // «Low-Carbon Energy Future: Efficient Management of Resources and Energy», Nazarbayev University - Cranfield University (UK) workshop. Astana, Kazakhstan. 2016. [www.dropbox.com/sh/jtj7wqnhseixz5m/AAC\\_ZFx2mzsc7JRZYCB8Sjpm?dl=0](http://www.dropbox.com/sh/jtj7wqnhseixz5m/AAC_ZFx2mzsc7JRZYCB8Sjpm?dl=0).

7 **Мукатов, Б.Б.** Децентрализованная реконфигурация сети в задаче обеспечения функциональности энергосистем с малой генерацией / Б.Б. Мукатов // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи: материалы IV российской молодежной научной школы-конференции. В 2 т. Т. 2. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ООО «ЦРУ» - 2016 – С. 62–65.

### *Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ:*

8 **Мукатов, Б.Б.** Определение изменений коммутационного состояния электрической сети при мультиагентном управлении / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Офиц. Бюллетень «Программы для ЭВМ. Топологии интегральных микросхем». №2. 2016. Свидетельство № 2016610984.

Отпечатано в типографии  
Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20  
тел./факс. (383) 346-08-57  
формат 60 X 84/16, объём 1.5 п.л., тираж 100 экз.  
заказ № 2298 подписано в печать 08.12.16 г.