

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

На правах рукописи



МУКАТОВ БЕКЖАН БАТЫРОВИЧ

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

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель -
д-р техн. наук, профессор
Фишов Александр Георгиевич

Новосибирск – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 РЕКОНФИГУРАЦИЯ СЕТИ И МУЛЬТИАГЕНТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В КОНТЕКСТЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ	10
1.1 Основные тенденции развития электроэнергетики	10
1.2 Реконфигурация электрической сети в традиционных электроэнергетических системах и в сетях с синхронной распределенной малой генерацией	21
1.3 Мультиагентная система как основа управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией.....	27
1.4 Анализ существующих и разрабатываемых мультиагентных систем.....	30
ВЫВОДЫ	39
ГЛАВА 2 РЕКОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ КАК ЗАДАЧА МУЛЬТИАГЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ	41
2.1 Потенциал реконфигурации электрической сети	41
2.2 Формализация условий и требований к подсистемам при разделении ЭЭС и ее восстановлении.....	44
2.3 Потенциал управления при реконфигурации сети	46
2.3.1 Комбинаторика схем РУ – основа реконфигурации.....	48
2.3.2 Реконфигурация для снятия перегрузки элемента	55
2.3.3 Реконфигурация для адаптивного деления энергосистемы.....	62
2.3.4 Реконфигурация для восстановления энергосистемы.....	70
2.4 Мультиагентная реконфигурация.....	72
2.4.1 Принципы построения и работы мультиагентной системы	75
2.4.2 Правила при снятии перегрузки	76
2.4.3 Правила при разделении сети	77
2.4.4 Правила при восстановлении сети	78
ВЫВОДЫ	80
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ И СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ МУЛЬТИАГЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕКОНФИГУРАЦИЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	81

3.1	Метод мультиагентной реконфигурации сети при перегрузке элемента	81
3.2	Метод мультиагентной реконфигурации сети для адаптивного деления энергосистемы	86
3.3	Метод мультиагентной реконфигурации сети при восстановлении системы..	91
3.4	Программа имитационного моделирования энергосистемы с мультиагентной реконфигурацией сети	92
	ВЫВОДЫ	97
	ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНФИГУРАЦИИ СЕТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И ЖИВУЧЕСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОЙ ПРОГРАММЫ	98
4.1	Исследование мультиагентной реконфигурации сети в традиционной энергосистеме	99
4.2	Исследование мультиагентной реконфигурации сети в изолированно работающей энергосистеме с синхронной распределенной малой генерацией...	105
4.3	Анализ расчетных условий, нормативных требований к устойчивости и живучести при проектировании традиционных энергосистем и энергосистем с распределенной малой генерацией.....	108
4.4	Методические рекомендации по устойчивости и живучести энергосистем с распределенной малой генерацией.....	117
4.5	Способ и исследование противоаварийного опережающего сбалансированного деления энергосистем с малой генерацией	123
	ВЫВОДЫ	138
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	139
	ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	140
	СПИСОК ТЕРМИНОВ	142
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	144
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	156
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	172
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	176
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	177

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. Рост тарифов на электроэнергию, высокая стоимость технологического присоединения малой генерации к существующим, часто перегруженным, электрическим сетям 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, 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 таких качеств, как высокая способность эффективно противостоять возмущениям, адаптироваться к условиям работы 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 электроснабжения потребителей, обеспечения живучести системы электроснабжения. 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 восстановить функциональность в полном объеме или повысить ее уровень 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 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 следующих исследователей - Воропай Н. И., Успенский М.И., Фишов А.Г., М. Adibi, Arshad Saleem, Jignesh M. Solanki, T. Nagata и др. Основная часть работ в данном направлении акцентированы на вопросах минимизации потерь электроэнергии, разворота электростанций после полного погашения и восстановлении электроснабжения потребителей за минимальное время, то есть на ликвидации последствий технологических нарушений.

Известные в настоящее время подходы к делению и восстановлению сети не рассматривают их как единый процесс управления режимом энергосистем, обеспечивающий надежность энергоснабжения и живучесть ЭЭС.

Отсутствие достаточного опыта проектирования и эксплуатации ЭС с РМГ, их обобщения в виде рекомендаций, а также невозможность 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.

Все отмеченное делает актуальным выбор направленности данной работы на 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 и мультиагентным управлением.

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 ставились и решались следующие **задачи**:

1. анализ развития задачи и методов реконфигурации ЭС для целей противоаварийного управления 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 применимости 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

- 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.
- Принятие решений по реконфигурации электрической сети и ее осуществление возможно без централизации управления на основе мультиагентных технологий.
- 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.
- 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 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 системную противоаварийную автоматику таких систем, учитывающих их структурный потенциал надежности.

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

Разработанное ПО передано в диспетчерскую службу и службу электрических режимов Национального диспетчерского центра 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.

ГЛАВА 1 РЕКОНФИГУРАЦИЯ СЕТИ И МУЛЬТИАГЕНТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В КОНТЕКСТЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ

1.1 Основные тенденции развития электроэнергетики

В качестве стратегических направлений в развитии перспективных технологий электроэнергетической отрасли можно выделить следующие области [1]:

В области развития технологий **тепловой генерации**:

- Развитие технологий использования твердых топлив таких как углей и сланцев, позволяющих получать искусственное жидкое топливо, калорийный газ и твердые остатки.
- Освоение технологий сжигания углей в кипящем слое, которые позволяют улучшить экологические показатели.
- Освоение современных технологий сжигания углей с суперкритическими параметрами пара, приводящих к экономии топлива.
- Освоение технологий газификации угля, позволяющих повысить КПД до 50 %.

В области развития технологий **гидроэнергетики**:

- Создание крупных высокоэффективных гидроагрегатов с переменной скоростью вращения, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели.
- Разработка гидрооборудования для приливных электростанций, прежде всего – эффективных ортогональных турбин и средств сооружения ПЭС с помощью наплавных блоков, что позволит приступить к освоению энергии приливов.

В области развития технологий **атомной энергетики**:

На ближайший период (20–25 лет) ожидается, что в качестве основных энергоблоков будут использованы:

- Корпусные реакторы с водяным теплоносителем типа ВВЭР и их модификации.

- Реакторы на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем.

- Высокотемпературные реакторы с гелиевым теплоносителем.

Стратегическими направлениями в развитии атомной энергетики являются замыкание ядерного цикла, а также создание термоядерных реакторов.

В области развития новых **технологий систем передачи и распределения электроэнергии** приоритетным является создание:

- Недорогих и надежных накопителей энергии разных типов и для всех уровней: основной сети, распределительной сети и потребителей. Их применение позволит осуществить выравнивание графиков нагрузки, повысить надежность энергоснабжения потребителей, повысить использование передающих распределительных, генерирующих систем.

- Новых проводников, полученных с использованием композиционных материалов, которые позволят: снизить затраты на сооружение ЛЭП, сопротивление коррозии, увеличить токонесущую способность, срок службы и др.

- Высокотемпературных сверхпроводниковых материалов и устройств на их основе таких как кабелей, трансформаторов, ограничителей токов короткого замыкания, синхронных компенсаторов, генераторов и двигателей.

В настоящее время активно развиваются следующие технологии:

- Распределенная генерация и распределенные интеллектуальные системы управления. Среди потенциальных источников распределенной генерации экономически эффективными и технически подготовленными в настоящее время являются газотурбинные и газопоршневые установки небольшой мощности, малые ГЭС и теплоснабжающие когенерационные установки на местных топливах, нетрадиционные источники энергии.

- Распределенные интеллектуальные системы, обеспечивающие повышение управляемости генерацией, передачей, распределением и потреблением электроэнергии.
- Силовая электроника и устройства на ее основе, прежде всего, устройства FACTS. К ним относятся: статические тиристорные компенсаторы, управляемые ферромагнитные шунтирующие реакторы, фазоповоротные устройства, СТАТКОМы, продольная емкостная компенсация, объединенные регуляторы перетока мощности, устройства асинхронной связи – передачи и вставки постоянного тока, устройства ограничения отключаемых токов КЗ. Их применение позволит решать задачи управления потоками мощности, регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности, увеличения пропускной способности, демпфирования колебаний и обеспечения динамической устойчивости, снижения токов КЗ, улучшения качества электроэнергии.

Одними из основных направлений Национальной технологической инициативы, являющейся долгосрочной комплексной программой по созданию условий для обеспечения лидерства российских компаний на новых высокотехнологичных рынках, обозначены «EnergyNet» и «Искусственный интеллект и системы управления».

EnergyNet - это рынок комплексных систем и сервисов интеллектуальной энергетики, перспективный глобальный рынок оборудования, программного обеспечения, инжиниринговых и сервисных услуг для разномасштабных комплексных систем и сервисов интеллектуальной энергетики, включающий в себя распределенную малую энергетику, сети Smart Grid. Значительная часть технологических барьеров в развитии EnergyNet обусловлена отсутствием систем управления на основе технологий искусственного интеллекта, в том числе мультиагентных [2].

SMART GRID

В последнее время наблюдается возрастающий интерес к быстроразвивающемуся во всем мире научно-технологическому инновационному направлению по преобразованию электроэнергетики на базе новой концепции, получившей название и ставшей практически общепринятой Smart Grid [3].

Новая концепция связана с тем, что прогнозируемое развитие электроэнергетики в мире характеризуется появлением целого ряда причин, вызывающих необходимость кардинальных ее преобразований. Перечислим некоторые из них:

1. рост числа объектов распределенной малой генерации;
2. рост требований потребителей;
3. произошедшие изменения условий работы электроэнергетического рынка;
4. наметившееся снижение надежности, в том числе увеличивающийся рост износа оборудования;
5. технический прогресс, в том числе устройств силовой электроники;
6. необходимость повышения требований энергоэффективности, энергосбережения и безопасности, в том числе экологической.

При создании Smart Grid, ожидается развитие следующих основных технологических направлений, которые должны привести к более высокому уровню энергосистем:

1. развитие интегрированных коммуникаций, обеспечивающих взаимосвязь и взаимодействие друг с другом всех элементов;
2. внедрение децентрализованных методов управления режимами в электрических сетях с распределенной малой генерацией;
3. создание условий к активному поведению распределенной генерации и конечного потребителя. Внедрение Smart Metering, открытый доступ к рынкам электроэнергии и мощности;

4. повышение надежности электрических систем за счет специальных методов контроля и обеспечения устойчивости, живучести;
5. применение гибких систем электропередачи на основе устройств FACTS;
6. развитие различных типов систем аккумулирования электроэнергии;
7. внедрение систем мониторинга состояния и диагностики оборудования, позволяющих оценивать надежность работы оборудования и поддерживать необходимый уровень надежности этого оборудования в режиме on-line.

В России Smart Grid часто называют активно-адаптивной сетью – это совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям линий электропередачи, устройств по преобразованию электроэнергии, коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики, современных информационно-технологических и управляющих систем, источников генерации, в том числе использующих возобновляемую энергию. Этот комплекс выдает информацию о текущем состоянии оборудования, организует адаптивную реакцию системы в реальном времени на различные возмущения, обеспечивая тем самым надежное энергоснабжение потребителей, энергоэффективность и устойчивость функционирования электроэнергетических систем.

Таким образом, Smart Grid предполагает инновационное преобразование электроэнергетики в целом, а не отдельных ее функциональных или технологических сегментов. При этом необходимо отметить, что системы энергообеспечения становятся Smart Grid лишь при управлении общим режимом, максимально реализующим системные эффекты.

Обеспечение живучести энергосистемы в рамках концепции Smart Grid. В США в 2003 г. концепция Smart Grid была объявлена как национальная стратегия развития электроэнергетики страны в XXI веке. Согласно этой концепции «интеллектуальная энергосистема» должна обеспечивать ряд качеств, в том числе способность системы эффективно противостоять возмущениям и обеспечивать самовосстановление питания потребителей.

В Евросоюзе принятая концепция Smart Grid предполагает полную интеграцию распределенной малой генерации в энергосистемы с использованием

современных телекоммуникационных и информационных технологий. Также имеются трактовки концепции Smart Grid с акцентом на распределительных электрических сетях, включающих распределенную генерацию с формированием активных и адаптивных свойств сетей за счет развития распределенной системы адаптивной автоматики, широкого использования компьютерных технологий и современных систем управления [3].

Одними из основных свойств ЭЭС в концепции Smart Grid являются самовосстановление при аварийных возмущениях и сопротивление негативным влияниям. Энергосистема должна максимально минимизировать сбои с помощью разветвленных систем сбора данных и умных устройств, реализующих специальные методы и алгоритмы поддержки и принятия решений, основанные, как на распределенных принципах управления, так и на специальных методах обеспечения устойчивости и живучести, снижающих физическую и информационную уязвимость всех составляющих энергосистемы и способствующих, как предотвращению, так и быстрому восстановлению системы после технологических нарушений в соответствии с требованиями энергетической безопасности [4].

Таким образом, с появлением генерации в распределительных электрических сетях, возникает необходимость интеллектуализации системы управления РС.

Применительно к активно-адаптивной распределительной электрической сети можно сформулировать следующее понимание сути Smart Grid - радикальное повышение ее управляемости и надежности за счет внедрения распределенных систем измерения, автоматики и защиты на современной микропроцессорной основе. Актуальность данного направления также указана в монографии [5], где в качестве одного из аспектов исследований рассматриваются формирование новых критериев и разработка новых методов управления режимами ЭЭС с целью обеспечения их экономической эффективности, надежности и живучести.

Для успешной реализации Smart Grid необходимо эффективно и на новой основе построить один из важнейших этапов управления режимами ЭС с РМГ -

противоаварийное управление. Существенное развитие необходимо в следующих направлениях:

- разработка децентрализованных принципов и систем противоаварийного управления для распределительных электрических сетей, содержащих установки распределенной малой генерации;
- разработка новых критериев и методов мониторинга, прогнозирования режимов и управления ими;
- развитие концепции реконфигурации электрических сетей, в том числе управляемого деления и восстановления сети для повышения живучести ЭЭС.

Развитие распределенной генерации

С начала прошлого века технологии традиционных паротурбинных агрегатов тепловых и атомных электростанций развивались по пути использования все более высоких параметров пара, с применением более совершенных материалов генерирующего оборудования. При этом имела место тенденция увеличения единичной мощности установок и укрупнения электростанций, что позволяло улучшать их технико-экономические характеристики, удельные расходы топлива на единицу вырабатываемой электроэнергии. Данная тенденция укрупнения агрегатов наблюдалась и в гидроэнергетике. В 1980-е годы эта тенденция принципиально изменилась по причине появления высокоэффективных газотурбинных и парогазовых установок широкого диапазона мощностей.

В настоящее время происходит [6] диверсификация энергетической системы с вводом источников генерации небольшой мощности (от единиц до одного-двух десятков МВт) с высоким КПД, подключаемых к распределительной электрической сети. Эти установки при большом их количестве в сети получили название «распределенная малая генерация» [7]. Несмотря на небольшую мощность каждой энергоустановки, РМГ занимает в общем объеме производства

тепловой и электрической энергии одно из наиболее значимых мест. Согласно [8] в России установленная мощность распределенной генерации в России по состоянию на 2011 год составила порядка 12 ГВт, что соответствует 5% от суммарной установленной мощности электростанций, в Казахстане - порядка 1,5% по состоянию на 2016 год.

Основная часть распределенной генерации в Республике Казахстан базируется в местах добычи газа. Добыча газа ведется преимущественно в западном регионе республики. В местах добычи газа идет строительство газотурбинных электростанций. В настоящее время суммарная установленная мощность газотурбинных генерирующих установок в Казахстане составляет 1425 МВт, что составляет порядка 7% от суммарной установленной мощности электростанций республики.

Эпоха превосходства крупных централизованных источников, которые «питают» огромные территории, уходит в прошлое. Развитие энергетики будет идти за счет симбиоза крупных и малых источников - РМГ, так как последние становятся все более конкурентоспособными. Они быстро строятся, имеют короткие сроки окупаемости (1,5-3 года по сравнению с 8-10 для традиционных ТЭЦ) и вносят в систему ряд положительных эффектов.

В условиях рыночной неопределенности развития электроэнергетической отрасли, для повышения надежности электроснабжения потребителей, размещение установок МГ осуществляется преимущественно вблизи центров нагрузок. В этом случае снижаются риски возникновения дефицита мощности и потери электроснабжения от питающей подстанции основной сети, повышается надежность энергоснабжения, улучшаются показатели качества электрической энергии, снижаются потери мощности и электроэнергии.

Главными факторами, стимулирующими развитие РМГ, являются:

1. адаптация потребителей к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электроэнергию, что способствует снижению рисков дефицита мощности и повышению энергетической безопасности, повышение энергобезопасности территорий и живучести системы

энергоснабжения за счет дополнения централизованной энергетики распределенной малой генерацией;

2. повышение адаптационных возможностей самих ЭЭС к неопределенности рыночных условий развития экономики и снижение, тем самым, инвестиционных рисков;

3. рост доли газа в топливоснабжении электростанций за счет масштабной газификации, развития инфраструктуры транспорта газа в центры потребления энергии и его распределения;

4. ужесточение экологических требований, стимулирующее использование ВИЭ (гидроэнергии, ветра, биомассы и др.) при протекционистской политике государств.

Во многих странах Западной Европы и Северной Америки интенсивно развиваются альтернативные, как правило, возобновляемые источники энергии небольшой мощности, объединяемые в энергосистемы. Для интеграции малой несинхронной генерации в электрические сети широко применяется преобразовательная техника и аккумуляторы энергии. По информации Министерства энергетики Республики Казахстан, целевая задача в этой сфере - достижение выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии к 2020 году - 3% от общего объема потребления страны.

Доступность газа, его экологичность порождают тенденцию установки потребителями объектов МГ для нужд производства, энергоснабжения жилых районов с их подключением к распределительным сетям общего пользования и снижения потребности в энергии от систем централизованного энергоснабжения. Учитывая характерную для северных стран большую потребность в тепловой энергии, а также существенный рост КПД таких энергоустановок при комбинированной выработке электричества и тепла предпочтение отдается установкам когенерации.

Необходимо отметить важность угля как топлива для РМГ, учитывая долю угля в общем энергобалансе систем энергоснабжения и прогресс в технологиях его сжигания, позволяющих приблизить его к экологически чистым источникам

энергии с возможностями использования на мини ТЭЦ и котельных при существенно меньшей по отношению к газу стоимости. Примером может служить использование композитного жидкого и водоугольного топлива на базе угля.

Моральный и физический износ большинства существующих котельных вызывает необходимость их модернизации при очевидной целесообразности перевода в когенерацию (мини ТЭЦ), обеспечивая не только повышение КПД, но и надежности за счет потенциальной независимости от внешнего электроснабжения.

Для наиболее эффективного использования природных энергоресурсов в электроэнергетической системе развитие малой когенерации должно быть скоординировано с развитием территорий общими планами, учитывающими локальные особенности жизнедеятельности и обеспеченности энергоресурсами.

Трудности при развитии распределенной малой генерацией. Распределительная сеть с появлением в ней установок распределенной генерации приобретает черты основной сети, т.е. в ней возникают проблемы устойчивости, ограничения токов короткого замыкания и др., что требует разработки устройств автоматики, аналогичных применяемым в основной сети.

Одним из основных изменений в ЭЭС в связи с появлением распределенной генерации является усложнение диспетчерского управления ЭЭС, смещая его функции на распределительную сеть. Проблема при этом заключается в высокой неопределенности режимов работы распределенной генерации вследствие неравномерности загрузки агрегатов, отсутствия текущей информации об их работе и др. Недостаточная развитость специализированной режимной и противоаварийной автоматик, обеспечивающих эффективную работу малой синхронной генерации в общей электрической сети и в изолированных районах, становится препятствием на пути развития электрических сетей с РМГ.

Так, на примере энергосистемы Казахстана можно выделить ряд технических трудностей, создаваемых с вводом МГ, в условиях отсутствия эффективных технологий интеграции ее в ЭЭС. На Жанажольской ГТЭС в Актюбинской области систематически происходят отключения генераторов при

внешних возмущениях. При переходе Жанажолской ГТЭС в «островной» режим работы по «фиксированной» схеме деления, происходит полный останов станции со значительными ограничениями, ввиду отсутствия возможности регулирования мощности ГТЭС. Аналогичная ситуация наблюдалась на ГТЭС Каламкас в Мангыстауской области и ГТЭС КПК в Западно-Казахстанской области. До 2014 года имелись факты отключения генераторов на Кумкольской ГТЭС в Кызылординской области от автоматики снижения напряжения в цикле асинхронного хода в сечении Север-Юг ЕЭС Казахстана, что усугубляло условия работы центральной части ЕЭС Казахстана в послеаварийной схеме.

В настоящее время большая часть дефицита мощности Южной части энергосистемы Казахстана (порядка 45%) покрывается за счет передачи по протяженному транзиту 500 кВ Север-Юг ЕЭС Казахстана (рисунок 1.1), который, по причине отклонений от заданного диспетчерского графика узбекской и кыргызской энергосистем, систематически загружается до аварийно допустимых значений мощности.



Рисунок 1.1 – Транзит Север-Юг ЕЭС Казахстана

Ввод ветровых и солнечных электростанций, имеющих нестабильный и плохо прогнозируемый режим выработки мощности на юге Казахстана, только усугубляет задачу обеспечения надежности электроснабжения южных областей страны. По состоянию на 01.01.2016 г. установленная мощность ветровых и солнечных электростанций, расположенных на юге, составляет 27 МВт - ВЭС, 55

МВт – СЭС. До 2020 года ожидается ввод порядка 3000 МВт ВЭС и СЭС, значительная часть этой мощности предполагается к вводу в южных областях республики. При этом допустимый наброс на транзит Север-Юг ЕЭС Казахстана составляет 300 МВт.

В отличие от ВЭС и СЭС, малая когенерация по типу является синхронной генерацией и не требует дополнительных преобразовательных устройств, а нуждается в современной технологии управления режимами электрических сетей с распределенной синхронной генерацией. По этой причине западные технологии, предназначенные для интеграции в сети несинхронной генерации, не могут служить основой для использования в районах с холодным континентальным климатом для формирования таких сетей (распределенных энергосистем) и управления их режимами.

Современные тенденции в развитии энергосистем приводят к усилению трудностей в обеспечении надежности традиционных ЭЭС. С ростом доли распределенной генерации в энергосистеме, становится сложнее обеспечивать надежность ЭЭС путем сохранения ее целостности.

Преодоление указанных трудностей требует решения ряда задач по развитию адекватных новым условиям систем режимного и противоаварийного управления ЭЭС на принципах, заложенных в концепции Smart Grid. При этом одним из методов обеспечения надежности и живучести энергосистем является реконфигурация электрической сети, потенциал которой определяется эффективностью систем управления.

1.2 Реконфигурация электрической сети в традиционных электроэнергетических системах и в сетях с синхронной распределенной малой генерацией

В настоящее время изменение схемы электрической сети (реконфигурация) в аварийных режимах используется для снятия перегрузок элементов сети, сохранения функциональности электростанций, электроснабжения отдельных

районов при системных авариях, обеспечения быстрого восстановления системы. Реконфигурация сети может производиться, как при сохранении ее целостности, так и с разделением на независимые подсистемы. Ограничивающими факторами при выборе схем сети являются устойчивость параллельной работы генераторов, нагрузки и допустимость загрузки элементов сети по току, отклонений напряжения в узлах сети от номинального значения.

Рассмотрим отдельно задачи управляемого деления и восстановления схемы электрической сети, а также изменения коммутационного состояния сети с сохранением целостности энергосистемы, являющихся одними из составляющих процесса реконфигурации.

Деление сети. Деление энергосистемы как средство ПАУ для предотвращения или ликвидации нарушения устойчивости, как правило, осуществляется во время переходного процесса путем отключения ЛЭП, связывающих отдельные части энергосистемы, либо отключением междушинных выключателей на электростанциях и подстанциях.

Наиболее существенно эффективность деления проявляется при аварийных возмущениях, связанных с возникновением аварийных дефицитов мощности в приемной части системы. Оно предотвращает возникновение асинхронного хода и повышает эффективность использования таких средств сохранения устойчивости, как отключение генераторов и отключение нагрузки. Превентивное деление может использоваться также для предотвращения «опрокидывания» нагрузки при возникновении асинхронного хода по сетям более низкого напряжения при аварийном отключении шунтирующих их ЛЭП высшего напряжения.

Для предотвращения потери собственных нужд электростанций (обеспечения их живучести) при недопустимом снижении частоты в энергосистеме, при каскадных авариях применяется отделение электростанции на изолированную работу с примерно сбалансированной нагрузкой в заранее определенном сечении или отделение энергоблоков на питание собственных нужд, так называемое частотное деление. Каскадное развитие аварии, как

правило, происходит в результате последовательного отключения действием релейной защиты или противоаварийной автоматики ЛЭП и энергетического оборудования, вызванного возникновением недопустимого режима. В большинстве случаев причиной каскадной аварии является нарушение устойчивости.

Впервые ДС в СССР было применено на Волжской ГЭС, когда она соединила два энергообъединения [9]. Опыт применения ДС оказался весьма успешным при повреждениях и перегрузке отходящих межсистемных линий, так как размещение секционных выключателей 500 кВ на ГЭС приблизительно соответствовало балансу мощностей. Однако обеспечение надежного разделения генераторов требовало усложнения и удорожания схемы электрических соединений электростанций, что помешало дальнейшему развитию ДС.

Деление используется для прекращения асинхронного режима в сечении, связывающем несинхронные части. В традиционной ЭЭС деление на несинхронные подсистемы выполняется только в сечениях между крупными ОЭС, либо между энергосистемами, имеющими слабые связи. В результате разделения системы, как правило, образуются не сбалансированные по мощности части, и в них происходит балансировка путем отключения потребителей, генераторов.

В энергосистеме Казахстана применяется деление сети в сечениях возникновения асинхронного хода и в составе межсистемной делительной автоматики, выделяющей, заранее определенную часть энергосистемы. Также реализована частотная делительная автоматика электростанций.

В РС, при потере электроснабжения от питающей подстанции основной сети также имеется возможность выделить установку МГ на близкую по мощности нагрузку, что сохранит электроснабжение всех или части потребителей. Эта проблема в англоязычной литературе получила название «Islanding», она достаточно активно изучается и имеет ряд составляющих, в частности: определение состава потребителей, подключаемых к генератору при

выделении; разработка принципов и конкретных устройств соответствующей автоматики; учет конкретных условий работы генераторов и другие.

В последнее время появился ряд разработок, в которых предпринимаются попытки решения проблемы высокой неопределенности режимов работы распределенной генерации на основе распределенной системы диспетчерского управления с использованием Интернет-технологий. В связи с этим появилось понятие «виртуальная электростанция», которая условно объединяет распределенную генерацию посредством распределенной Интернет-системы управления.

Восстановление сети. Одним из основных показателей эксплуатационной надежности электрических сетей является время восстановления электроснабжения потребителей при авариях и режимных ограничениях. Снижение его значения при комбинаторном характере выбора состояния связей с проверкой допустимости режима сети в условиях жесткого ограничения времени на принятие решения является непростой задачей. При наличии распределенной генерации нарушение нормального режима может привести к разделению сети на «острова», включающие источники РМГ, обеспечивающие электроэнергией наиболее ответственных близлежащих потребителей, при этом процесс восстановления нормального режима существенно меняется. Рассматривается метод динамического программирования для оптимизации данного процесса. Система поддержки процесса восстановления рассматривается как мультиагентная система [10].

Известные исследования по восстановлению электрических сетей с распределенной генерацией основаны на использовании методов теории графов и комбинаторной математики, базы знаний, формируемой путем моделирования множества конфигураций и режимов работы сети вне реального времени, и др. Рассматривается также метод восстановления схемы электрической сети путем сочетания алгоритма обработки графов и предварительно обученной искусственной нейронной сети [11, 12].

В [13] разработан и исследован метод оптимальной с точки зрения минимума потерь реконфигурации распределительной электрической сети, включающей РМГ, с использованием эвристического алгоритма колонии муравьев, а также разработан и исследован алгоритм выделения «островов» в распределительной сети с МГ при потере основного пункта питания на основе метода формирования «ячеек».

Изменение коммутационного состояния сети с сохранением целостности энергосистемы. В настоящее время реконфигурация электрической сети без образования несинхронных частей используется следующим образом:

1) В качестве автоматики, отключающей перегружаемый элемент, для предотвращения его повреждения;

2) При плановых переключениях по изменению структуры сети, для принудительного изменения потокораспределения мощности. Например, для снятия перегрузки одних ВЛ или повышения напряжения в районе, путем перевода части питаемой этими ВЛ нагрузки на электроснабжение от других ЛЭП.

3) В качестве управляющего воздействия на отключение ВЛ от автоматики ограничения повышения напряжения, если ВЛ является источником реактивной мощности, приводящей к недопустимому повышению напряжения.

4) Плановые односторонние включения ВЛ на холостой ход, для повышения напряжения при отсутствии других средств регулирования.

Таким образом, сложная реконфигурация (с операциями с двумя и более ЛЭП, СШ) в автоматическом режиме не используется, т.е. автоматика позволяющая полноценно адаптировать структуру электрической сети к текущим режимам отсутствует.

Задачи реконфигурации электрической сети в традиционных электроэнергетических системах и в сетях с распределенной малой генерацией. Для дальнейшего рассмотрения существующей технологии реконфигурации сети сформируем специальную понятийную группу.

Функциональность – набор и качество функций, предоставляемых системой [14]. Функциональность ЭЭС заключается в ее способности осуществлять электроснабжение потребителей, обеспечивать требуемые надежность и качество электроэнергии. Обеспечение функциональности связано с наличием достаточных резервов мощности и топлива (или воды) на электростанциях. Кроме того, в структуре генерирующих мощностей должны быть предусмотрены в необходимом размере маневренные мощности, позволяющие обеспечить покрытие переменной части графика нагрузки системы.

Часть и целое – философские категории, выражающие отношение между некоторой совокупностью элементов, образующими функциональность (в системном подходе – система, элемент (подсистема)).

Целым в нашем случае является ЭЭС, *частью* – фрагмент ЭЭС, не обладающий необходимой функциональностью (вплоть до полного погашения части). *Подсистемой* будем считать часть, обладающую той же функциональностью что и целое, с допущением о снижении качества функциональности.

Живучесть определяется как «способность энергосистемы противостоять цепочечному развитию аварийных режимов» [15], является составной частью комплексного понятия *надежность*.

Концептуально можно отметить, что в традиционной энергетике, с концентрированной генерацией, надежность и качество электроснабжения потребителей, обеспечивается за счет целостности структуры и режима системы (устойчивости параллельной работы всех электростанций). Для этого накладываются ограничения по передаваемой по ЛЭП мощности в виде запасов пропускной способности, а также требуется наличие сложной системы противоаварийного управления. В традиционной ЭЭС функциональность энергосистемы примерно на 90% обеспечивается за счет сохранения целостности и на 10% за счет живучести. В существующих энергосистемах деление и восстановление сети относится к исключительным мерам воздействия на режим.

В энергосистемах с распределенной генерацией надежность и качество энергоснабжения в не меньшей степени определяются способностью системы к сбалансированному разделению и восстановлению целостности системы [16]. Функциональность в значительной степени может обеспечиваться изменением конфигурации электрической сети с выделением сбалансированных подсистем на изолированную работу. При этом функциональность может обеспечиваться на 90 % главным образом за счет повышения живучести.

В традиционной ЭЭС целое является носителем надежности и экономичности. В ЭЭС, функционирующей согласно концепции управляемого деления и восстановления сети, ЭЭС поддерживается как целое, состоящее из подсистем. При этом целое является носителем экономичности, а управляемое деление и восстановление – обеспечивает надежность.

1.3 Мультиагентная система как основа управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией

В РС, при неизбежном массовом вводе распределенных источников генерации, невозможно обеспечивать полную наблюдаемость режимов в том числе по причине экономической нецелесообразности. При традиционном подходе к решению задач управления режимами в РС с РМГ имеются ряд трудностей таких как:

- 1) Чрезвычайно высокая размерность систем уравнений, описывающих электрические режимы, на решение которых требуется значительные вычислительные и временные ресурсы;
- 2) Огромное количество схемно-режимных вариантов работы электрической сети, что делает практически невозможной построение централизованных систем ПА, работа которых была бы адекватной;
- 3) Неопределенность в распределении оборудования по способу диспетчерского управления (оперативное управление или ведение), по причине

отсутствия явно выраженного влияния оперативного состояния оборудования на режим и надежность смежных энергообъектов;

4) Необходимость создания огромного количества каналов диспетчерской связи, автоматики, телемеханики и телесигнализации, значительного увеличения штата технологических служб для организации централизованного диспетчерского управления. Этому сопутствует необходимость разработки огромного числа диспетчерских и режимных инструкций, положений по диспетчерскому управлению практически между каждой парой энергообъектов. Поддержание в актуальном состоянии всей этой документации также является сложной задачей.

Учитывая трудности и недостатки традиционного централизованного подхода для управления режимами в распределительной сети можно сделать вывод о том, что управление режимами в РС должно быть *децентрализованным*.

Стремительное развитие теории и практики искусственного интеллекта (ИИ) открывают новые перспективы создания автономных разумных программ, способных действовать не только в одиночку, но и коллективно. Развитие инфраструктуры вычислений и систем телекоммуникаций также открывает новые способы разработки распределенного программного обеспечения с качественно новыми свойствами. Одним из перспективных направлений распределенного искусственного интеллекта является мультиагентное управление. В настоящее время мультиагентные системы уже эффективно решают сложнейшие и ответственные задачи в таких областях, как производство, торговля, социальная сфера, образование, наука и оборона.

В условиях отсутствия глобальной наблюдаемости режимов, учитывая наличие большого числа активных участников рынка электроэнергии и сопутствующих услуг в РС с РМГ, распределенное управление режимами ЭС с РМГ целесообразно организовать именно на основе *мультиагентных технологий*. Распределенное управление на основе мультиагентных технологий может позволить организовать наиболее эффективное функционирование

распределенных энергосистем за счет учета целей каждого участника, а также гибкости механизмов их поведения.

Распределенную информационно-вычислительную систему, отвечающую за управление режимами в РС с РМГ можно представить как сообщество многочисленных автономных разумных программ, которые, равноправно сотрудничая с участниками производства-передачи-потребления электроэнергии и друг с другом, решают большую и достаточно сложную задачу обеспечения функциональности электроснабжения и свободного доступа к сетевой инфраструктуре всем субъектам, участвующим в едином процессе производства, передачи, распределения и потребления энергии.

Дадим определение основным понятиям в МАС. В искусственном интеллекте, под термином *интеллектуальный агент* понимается сущность, получающая информацию о состоянии управляемых ими процессов через систему сенсоров и осуществляющая влияние на них через систему актуаторов, при этом их реакция рациональна в том смысле, что их действия содействуют достижению определенных целей в рамках единых правил.

Многоагентная система - это система, образованная несколькими взаимодействующими интеллектуальными агентами. Многоагентные системы могут быть использованы для решения таких задач, которые сложно или невозможно решить с помощью одного агента или монолитной системы [14]. В [17] дано определение МАС как совокупности взаимосвязанных агентов, как программных, так и аппаратных, способных взаимодействовать друг с другом и окружающей средой, обладающих определенными интеллектуальными способностями и возможностью индивидуальных и совместных действий. *Мультиагентная система управления* – система управления, образованная группой взаимодействующих агентов, используемая для решения таких задач, которые сложно или невозможно решить с помощью более простой системы (одного агента или технической системы) или решение которых более эффективно с помощью мультиагентной системы управления с точки зрения технологической или экономической целесообразности [18].

Под *мультиагентным регулированием режима* понимается вся совокупность мер, принимаемых каждым из агентов субъектов, участвующих в регулировании режима (сетевой компании, потребителей электроэнергии, генерацией), для достижения собственных целей субъектов в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих компромиссный режим электрической сети [19].

Применительно к созданию специализированной мультиагентной технологии управления режимами РС с РМГ можно сформулировать следующие ее составляющие:

- Мультиагентное регулирования напряжения;
- Децентрализованный контроль устойчивости параллельной работы синхронных машин в электрической сети;
- Мультиагентная реконфигурация электрической сети.

Применение децентрализованного управления для РС с РМГ в сочетании с традиционным централизованным принципом для крупной генерации и магистральных электрических сетей обеспечит наиболее эффективное управление единым режимом электроэнергетической системы.

1.4 Анализ существующих и разрабатываемых мультиагентных систем

Автоматика децентрализованного (мультиагентного) регулирования напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией. В [20] представлена мультиагентная система регулирования напряжения в сети с РМГ.

На рисунке 1.2 принципиально представлены сети: (*a*) – пассивная, (*b*, *c*) - с распределенной генерацией, в которых различны субъекты ее развития. В случае *b* – это потребители электроэнергии, в случае *c* – сетевая компания. Пунктиром выделены районы сети, режим которых контролируется по локальным параметрам узла подключения генератора.

Появление в сети распределенных средств регулирования режима напряжения, принадлежащих разным субъектам, имеющих собственные цели

регулирования, даёт возможность качественно нового решения задачи регулирования напряжения в электрических сетях на основе управления мультиагентного типа.

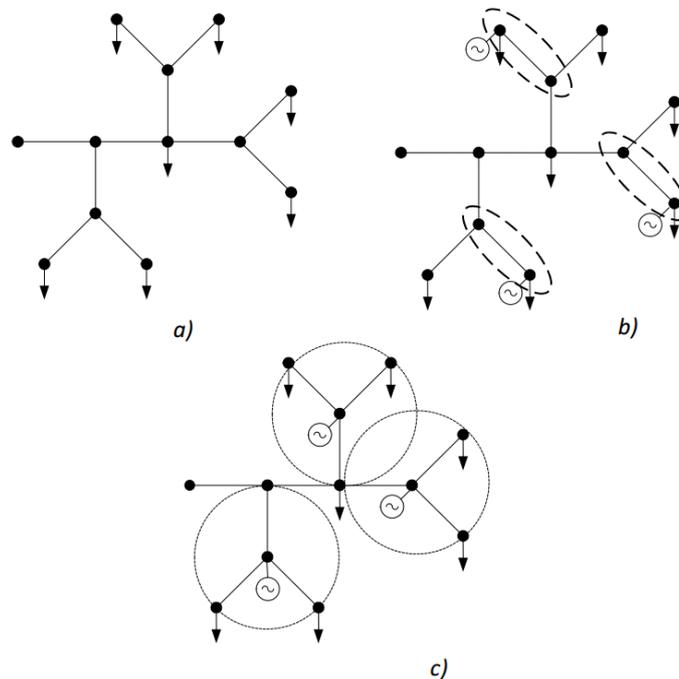


Рисунок 1.2 – Принципиальные схемы пассивной и активных сетей

Цели регулирования напряжения для всех участников процесса:

Потребитель. Оптимальное и стабильное напряжение на шинах электроприемников. Как правило, речь идет о номинальном или сниженном до 5% напряжении. Такое качество напряжения обеспечивает рациональное энергосбережение и минимальный износ оборудования.

Распределенная по сети генерация. При отсутствии дополнительных коммерческих услуг – допустимое напряжение при минимуме потерь энергии, связанных с ее выработкой. При наличии локального рынка дополнительных услуг – поддержание востребованного стабильного напряжения в некоторых узлах прилегающего района сети, обеспечение допустимого режима напряжения в узлах прилегающего района, обеспечение минимальных потерь в сети прилегающего района.

Сетевая компания. Допустимость режима напряжения во всех узлах сети, качественное напряжение во всех узлах нагрузки, максимум пропускания электроэнергии при минимальных потерях в сети.

Принципы осуществления мультиагентного регулирования напряжения с участием распределенной генерации и потребителей:

- В нормальных режимах сети каждый субъект имеет право преследовать собственные цели регулирования, не создавая невозможности достижения целей другим субъектам.
- При нарушениях нормального режима сети поведение субъектов подчиняется цели предотвращения развития и ликвидации возникших нарушений.
- Для достижения целей каждый субъект эффективно использует собственные средства регулирования напряжения и доступную локальную информацию о режиме сети.

Техническая реализация мультиагентного управления режимом в сети предполагает использование компьютерных алгоритмов косвенных измерений [21] для контроля режима напряжения прилегающего района сети и искусственного интеллекта (экспертных систем) в каждом узле активного поведения.

Системы реконфигурации электрической сети на базе искусственного интеллекта. Анализ различных проблем восстановления электрических сетей с распределенной генерацией посвящен ряд работ. Известные в этой области исследования основаны на использовании методов теории графов и комбинаторной математики, базы знаний, формируемой путем моделирования множества конфигураций и режимов работы сети вне реального времени, и др.

Для создания планов восстановления используются *экспертные системы*.

В [22] дается анализ восстановления энергосистемы, основанный на моделировании человеческих действий. Обсуждается база знаний, рассматривается возможность применения данной системы в системообразующих сетях. Предложена следующая последовательность восстановления ЭЭС после аварии:

- распознавание конфигурации системы сразу после аварии,
- поиск маршрута восстановления,
- анализ планируемых связей,
- подготовка контрмер от перегрузки,
- обзор маршрута восстановления,
- подготовка процедур восстановления,
- реализация плана восстановления.

База знаний содержит «человеческую» модель действий. Показано, что человеческая модель поведения классифицируется тремя уровнями действий: действия на основе навыка, действия на основе правил, действия, основанные на базе знаний.

С 1987 г. компании Chubu Electric Power Company и Toshiba Corporation совместно разработали экспертную систему поддержки восстановления ЭЭС, планирующую схему сети. Разработанная экспертная система начала работать с января 1994 г.

Необходимо отметить, что рассмотренная в [22] экспертная система имеет централизованный характер, т.е. надежность всего процесса восстановления зависит от одного центрального элемента системы. Также, недостатком данной экспертной системы является организация обновления базы знаний, которая выполняется вручную.

Рассмотрим работы с применением *искусственных нейронных сетей*.

Методы с применением ИНС - копирующие методы поиска решения человеком, построенные по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей (сетей нервных клеток живого организма).

ИНС рассматривается как объединение простых процессорных элементов, базирующихся на нейронах, которые соединены друг с другом связями, подобными синапсам. Эти связи содержат «знание» сети, а образцы соединений отражают объекты, представленные в сети. Знание приобретается сетью через процесс обучения, где связи между процессорными элементами варьируются изменением веса связи. ИНС – эффективная альтернатива для решения проблемы,

при возможности получить данные, описывающие ее поведение когда математическое описание процесса невозможно.

В [23, 24] предложен комплексный метод решения задачи восстановления электроснабжения потребителей, работающий на комбинации поиска решения по алгоритму обработки графов и применения ИНС. Особенностью метода является совместное применение конкурирующих процессов поиска решения, использующих в конкретной ситуации преимущества каждого из них и снижающих время поиска. При отсутствии готового решения в выборке обучения ИНС, ее динамическое самообучение производится в реальном времени на основе разработанных методики и алгоритма определения обобщенного вектора ошибки. Найденное новое решение пополняет указанную выборку.

Восстановление схемы увязывается с информационной базой диспетчерского пункта и автоматикой управления режимами, в частности, по состоянию связей и уровням нагрузки на момент доаварийного режима.

Автоматика выступает инициатором запуска программы поиска. Решение отыскивается после работы АПВ, АВР и другой автоматики с учетом сложившегося после их действия состояния связей. Условиями - ограничениями в поиске решения являются: режимные - недопустимость перегрузки связей и падения напряжения в узлах больше, чем на заданную величину; конфигурационные - структура сети должна быть цепочечной и должно отсутствовать одновременное двухстороннее питание потребителя.

АОГ в значительной степени моделирует действия оперативного персонала в конкретной ситуации с учетом перечисленных выше ограничений. Параллельно с ним ИНС на основе обучающей выборки пытается найти новую схему сети, удовлетворяющую указанным выше ограничениям. Все предложенные схемы проверяются блоком расчета режимов, который участвует в формировании обобщенного вектора ошибки. Вектор ошибки указывает АОГ или ИНС приемлемость или неприемлемость предложенной схемы и направление поиска нового решения. АОГ ищет новую схему с учетом ограничений, указанных в векторе. ИНС переходит в режим обучения, перенастраиваясь в соответствии с

ОВО. Оба блока в режиме конкуренции отыскивают схему электроснабжения, удовлетворяющую условиям допустимости режима. При этом учитывается перераспределение потребителей между источниками электроэнергии для выравнивания загрузки последних.

Метод был опробован на тестовых схемах РС и доказал свою работоспособность. Дальнейшие методические исследования авторы связывают с оптимизацией внутренней структуры ИНС для ускорения поиска решения при динамическом самообучении в реальном времени.

Предложенная в [25] схема восстановления составлена из нескольких островных схем восстановления. Каждая схема ответственна за разработку плана восстановления островов в послеаварийном режиме. Количество схем определяется вне реального режима и зависит от баланса мощности и электроэнергии.

Каждая схема составлена из двух ИНС и программы последовательности переключения. Первая ИНС каждой схемы ответственна за прогноз восстанавливаемой нагрузки острова. Вход этой ИНС соответствует нормализованному вектору предаварийной нагрузки. Вторая ИНС каждой схемы ответственна за определение конечной конфигурации острова, и связанный с ней прогноз восстановленной нагрузки, который допустим по эксплуатационным условиям. Вход этой ИНС соответствует нормализованному вектору, по прогнозу, разработанному первой ИНС той же схемы, и трех элементов, описывающих возможно недоступные линии связи для использования в плане восстановления. Заключительный элемент каждой ОСВ – программа переключений, которая определит последовательность включения линий, которые ведут к заключительной конфигурации, выбранной второй ИНС. Входной вектор программы переключений составлен из заключительной конфигурации восстановления острова, произведенной второй ИНС схемы и базы данных последовательности подключения. База данных последовательности подключения каждой островной схемы составлена из последовательностей включения линий, соединяющих генераторы острова с нагрузками. Для проверки возможности

использования метод был проверен на системе с 162 шинами, и были получены положительные результаты.

В [26] рассматривается задача реконфигурации схемы в системах распределения, чтобы минимизировать потери мощности при заданной нагрузке. Показана выполнимость использования ИНС для решения задач реконфигурации системы распределения. Отмечено, что применение кластерных методов, увязанных с методами значимости, позволяют осуществить создание уменьшенных наборов обучения, с достаточной информативностью, чтобы обеспечивать адекватное обучение ИНС. Несколько тестов с различными алгоритмами обучения позволили создать эффективную и очень быструю ИНС, которая выполняет, по крайней мере ту же самую реконфигурацию, что и программы, использующие традиционные подходы оптимизации.

Рассмотрим работы с применением МАС. В [27] представлена работа по созданию МАС защиты и управления ЭЭС с РМГ. В данной работе интеллектуальные агенты представляют различные физические элементы, такие как генераторы, потребители и устройства РЗ. Работа демонстрирует, что моделирование возможностей, состояний, ролей агентами может применяться в управлении и автоматизации ЭЭС. После подтверждения неисправности в одной из зон, работа каждого агента РЗ в зоне своей ответственности направлена на изолирование зоны с неисправностью от основной сети, расчет баланса энергии и назначение новых ролей РМГ и нагрузок внутри зоны. Это требует расчета общей выработки и потребления энергии внутри зоны и переговоров агентов РМГ и нагрузки для участия в балансировке. Агенты РМГ и нагрузки рассчитывают местные функции затрат на основе их текущего состояния и возможностей и сообщают их агентам Реле. Агент Реле на основе значений функций стоимости каждого из этих агентов присваивает им новые роли. Все агенты, участвующие в переговорном процессе рассчитывают функции затрат для расчета полезности конкретных ролей.

В [28] показано, как компоненты электрической сети могли бы предложить и сами использовать услуги по управлению мощностью. Обсуждается, как сервис-

ориентированная архитектура в сочетании с рассуждениями на основе знаний может осуществлять оценку ситуации, требуемую при управлении в сложных случаях. Динамическая многоагентная платформа была реализована в платформе JADE. Платформа состоит из одного главного контейнера и нескольких подконтейнеров. Каждый подконтейнер представляет собой остров распределительной сети, состоящий из одного агента отключения нагрузки и нескольких агентов МГ и нагрузки. Агенты МГ и нагрузки могут динамически подключаться или отключаться от сети в соответствии с изменениями в сети. Новые острова также могут быть образованы после какой-нибудь ситуации в сети. Программное обеспечение также включает в себя агентов и сервисы платформы JADE. Некоторыми из важных сервисов и агентов являются: I) DF (каталог посредника). Агенты РМГ и нагрузки взаимодействуют с этим агентом, чтобы зарегистрировать и открыть агентские услуги, II) AMS (сервисы управления агентами). Этот агент отвечает за создание и уничтожение агентов в платформе JADE, III) MTS (сервис передачи сообщений) является службой, ответственной за передачу сообщений между агентами. В публикации представлены результаты трех различных сценариев, которые были смоделированы в соответствии с различными вариантами доступности услуг в сети. Результаты показывают, что соответствующее использование агентных технологий и сервис-ориентированной архитектуры имеют большой потенциал для проектирования систем управления электроснабжением электрических сетей со значительным числом РМГ.

В [29] продолжен подход, предложенный в [27, 28]. Продемонстрирован пример работы системы с указанием потоков сообщений между агентами в процессе оптимального восстановления электроснабжения. Результаты моделирования показывают, возможность МАС обеспечить распределенное решение для восстановления электроснабжения. Дальнейшую работу авторы связывают с применением предложенной модели в крупных ЭЭС.

В целом сходные принципы предложены в работах [30-33]. Характерным для практически всех работ по восстановлению сети на основе мультиагентных

технологий [34-49] является наличие интенсивного информационного обмена информацией, как до возникновения аварийного события, так и после аварии.

Во всех выполненных работах, связанных с мультиагентной реконфигурацией электрической сети, предлагается подход, с использованием агентов, связанных с энергетическими объектами. Необходимо отметить в указанных подходах наличие центрального агента (решатель, сборщик данных, симулятор), выход из строя которого делает неработоспособной всю систему. Это актуализирует разработку МАС без наличия какого-либо координирующего элемента, агентам которой, для решения мультиагентной системой задачи восстановления функциональности ЭЭС, достаточно знания режимных параметров только прилегающей к ним сети, общих правил и лаконичного обмена данными с соседними агентами.

Основными этапами при разработке методов и МАС являются:

1. Реинжиниринг унаследованных программных комплексов.
2. Разработка мультиагентного метода управления и реализация программных (программно-аппаратных) компонентов - интеллектуальных агентов.
3. Интеграция интеллектуальных агентов (организация взаимодействия агентов в сети).

В настоящее время разрабатывается технология реинжиниринга унаследованных программных комплексов в области электроэнергетики с использованием открытой интеграционной среды InterPSS [50]. InterPSS - Internet technology based Power System Simulator - развивающийся международный проект, направленный на развитие Интернет - технологий, связанных с созданием программного обеспечения для проектирования, анализа и моделирования энергетических систем.

ВЫВОДЫ

Широкое использование распределенной генерации является одной из основных тенденций развития современных энергосистем.

Появление в распределительных электрических сетях множества электрогенераторов радикальным образом изменяет их структурно-режимные свойства. Пассивные сети превращаются в электроэнергетические системы. Возникает необходимость поддержания устойчивости режимов параллельной работы синхронных машин, управления режимами на основе децентрализованного подхода, ограничения отключаемых токов короткого замыкания с соответствующей технологической и противоаварийной автоматиками.

Использование традиционной (централизованной) технологии оперативного и автоматического управления режимами в сетях с РМГ сдерживает развитие распределенной генерации в силу высокой стоимости ее технологического присоединения.

Преодоление вышеуказанных трудностей требует решения ряда задач по развитию адекватных новым условиям систем режимного и противоаварийного управления ЭЭС на принципах, заложенных в концепции Smart Grid.

Возможность и последствия нарушений динамической устойчивости режима при параллельной работе генераторов может минимизироваться автоматическим противоаварийным управлением с делением и восстановлением сети.

Анализ мультиагентных систем управления позволяет сделать вывод о том, что системы, основанные на искусственном интеллекте, активно применяются в электроэнергетической сфере. Учитывая непригодность централизованных систем управления - технология управляемого деления и восстановления, основанная на распределенном подходе, позволит перейти на гораздо более высокий уровень живучести ЭЭС, используя новые возможности ее функционирования.

В настоящее время технология деления и восстановления электрической сети недостаточно изучена с точки зрения ее применения как неразрывного последовательного процесса управления режимом, обеспечивающего живучесть ЭЭС.

Учитывая, что процесс выбора сечения деления и восстановления энергосистемы является сложным, имеющим комбинаторный характер с большим числом ограничений (в том числе по целям участников отношений), поиск оптимальных действий целесообразно осуществлять на основе технологий мультиагентного управления.

ГЛАВА 2 РЕКОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ КАК ЗАДАЧА МУЛЬТИАГЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1 Потенциал реконфигурации электрической сети

Существующая концепция развития и эксплуатации энергосистем предполагает инвариантность к режимам схемы коммутации сети. Уже было отмечено, что данная концепция имеет недостатки, в числе которых необходимо отметить предрасположенность системы к каскадному развитию аварий со снижением надежности электроснабжения потребителей. Одной из причин указанных недостатков является неразвитость адаптивности ЭЭС к изменяющимся схемно-режимным условиям. В проведенном в [16] исследовании применения концепции самоорганизующихся ЭЭС, с оценкой системной эффективности, показана возможность значительного повышения надежности электроснабжения потребителей по отношению к системам с неадаптивной структурой.

В ЭЭС с распределенной генерацией ее функциональность во многом определяется способностью системы к сбалансированному разделению и восстановлению целостности системы [51-53].

Использование реконфигурации сети при управлении режимами ЭЭС предполагает постановку и решение задачи по определению требуемых изменений в схеме коммутации электрической сети.

Задачей реконфигурации сети является обеспечение требуемой функциональности ЭЭС (рисунок 2.1).

Для обеспечения функциональности энергосистемы в зависимости от характера ее снижения реконфигурация сети может решать следующие задачи:

- недопущение и снятие перегрузки элементов сети за счет принудительного потокораспределения;
- обеспечение надежности энергоснабжения как за счет принудительного потокораспределения, так и за счет дезинтеграции и интеграции подсистем.

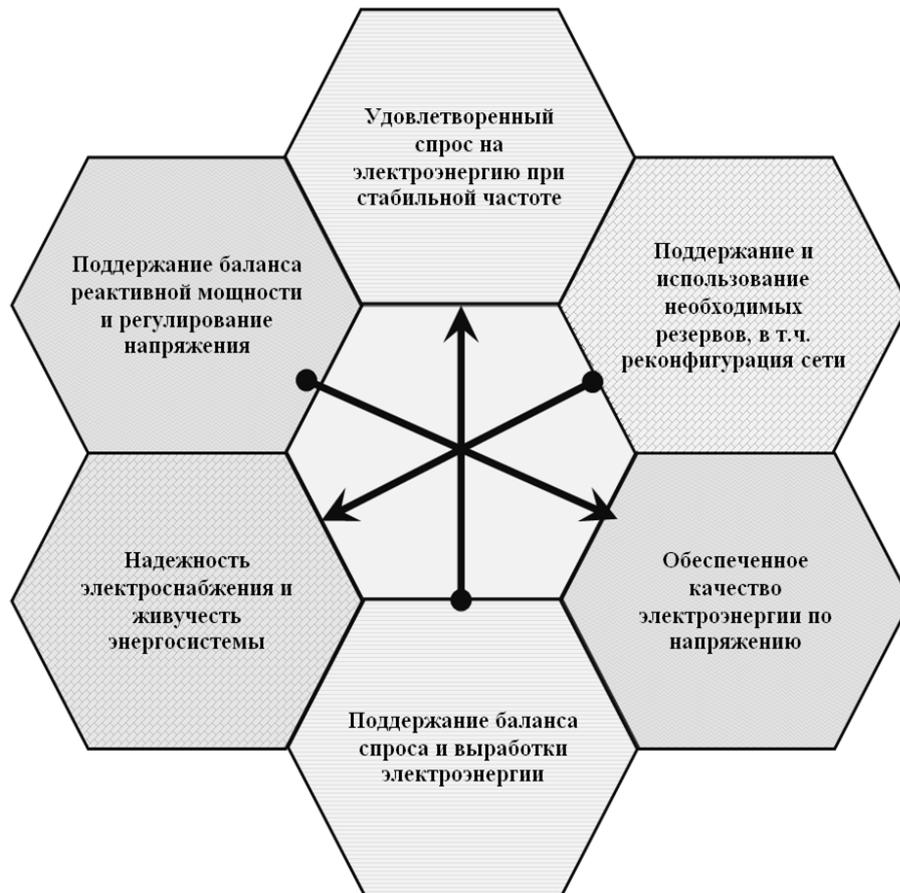


Рисунок 2.1 – Триада основных функций управления ЭЭС

Реконфигурация ЭЭС с пониженной функциональностью способна восстановить функциональность в полном объеме или повысить ее уровень.

Следует отметить два варианта постановки задачи определения схемы и режима сети и два подхода к ее решению.

Первая постановка заключается в формулировании неких общих требований, которым должен удовлетворять режим ЭЭС.

Вторая использует минимальные общие требования и допускает наличие у каждого из субъектов ЭЭС собственных целей и их учета при определении режима ЭЭС.

Каждая из задач может решаться как централизованно, так, и децентрализованно. Однако, наибольший интерес в сетях с РМГ - Smart Grid, представляет ее децентрализованное решение. В этом случае можно говорить о мультиагентном управлении режимом ЭЭС, когда агенты каждого из субъектов стремятся преследовать его собственные цели в рамках общих правил [19].

Для эффективного участия локальных агентов в решении системных задач необходимо выявление *класса исходного режима*, которая возможна с применением экспертных технологий (по измерениям режимных параметров узла и прилегающих линий с контролем режима района сети).

Идентифицируются 2 класса режимов:

- 1) нарушение во внешней сети;
- 2) нарушение в контролируемом районе электрической сети.

Признаки нарушения:

– *во внешней сети* - отклонение частоты сверх аварийно допустимых значений, глобальное (в более чем одном контролируемом районе) снижение напряжения ниже аварийно допустимого значения или повышение выше допустимых значений из-за дисбаланса реактивной мощности.

– *в контролируемом районе* электрической сети: перегрузка элемента сети, сечения, локальное (только в контролируемом районе) отклонение напряжения от допустимых значений.

При внешней причине нарушения режима реконфигурация сети должна быть направлена на разделение для сохранения функциональности района сети при максимальном использовании имеющихся резервов генерации и регулирующих эффектов нагрузки в районе. При этом для поиска сечений деления используется базовый (предшествующий нарушению) режим потокораспределения в контролируемом районе сети (действия агентов выбираются на основе предшествующего потокораспределения).

При нарушении режима по внутренней причине использование предшествующего нормального режима в контролируемом районе в общем случае невозможно. Действия агентов, как правило, выбираются, используя информацию о схеме и режиме в темпе процесса.

Ограничивающими факторами при выборе схем сети являются устойчивость параллельной работы генераторов, нагрузки и допустимость загрузки элементов сети по току, отклонения напряжения в узлах сети от номинального значения.

2.2 Формализация условий и требований к подсистемам при разделении ЭЭС и ее восстановлении

Деление сети. Обязательным условием выделения подсистем на изолированную работу является обеспечение в них баланса мощности при допустимом уровне частоты, выражаемого формулой (2.1):

$$\Sigma P_{\Sigma}(f) = \Sigma P_n(f) = \Sigma P_n(f) + \Sigma \Delta P, \quad (2.1)$$

где $\Sigma P_{\Sigma}(f)$ – суммарная генерируемая активная мощность станций (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.

При выделении подсистем на длительную работу, для обеспечения соответствующего качества их функциональности необходимо обеспечить достаточные резервы мощности на электростанциях, в том числе и маневренные. Резерв мощности, необходимый для обеспечения их нормальной работы определяется в соответствии с формулой (2.2). Величина аварийного резерва мощности в каждой из подсистем должна определяться в соответствии с критерием N-1.

$$P_{расч} = P_{ав} + P_{нагр} + P_{рем}, \quad (2.2)$$

где $P_{ав}$ - аварийный резерв; $P_{нагр}$ - нагрузочный резерв; $P_{рем}$ - ремонтный резерв.

Помимо обеспечения сбалансированности выделяемой подсистемы, необходимо исключать схемы деления, приводящие к перегрузу оборудования по току, превышению допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях и недопустимым уровнем напряжения.

$$I_{ij} \leq I_{ij \text{ доп}}, \quad (2.3)$$

$$P_{сечение i} \leq P_{сечение i \text{ доп}}, \quad (2.4)$$

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} \quad (2.5)$$

В случае необходимости, деление возможно производить на время не более допустимой длительности существования режима с отклонением от допустимых значений.

Восстановление сети. Необходимым условием синхронизации подсистем является не превышение разности частот допустимого значения (2.6):

$$\Delta f = f_1 - f_2 \leq f_{\text{доп}}, \quad (2.6)$$

где f_1, f_2 частоты в синхронизируемых подсистемах; $f_{\text{доп}}$ – допустимая разность частот (в случае точной синхронизации равна 0,1 Гц).

В ходе операций по восстановлению схемы сети следует контролировать загрузку элементов сети по току (2.7), а также уровни напряжения (2.8) с целью избежать недопустимых режимов работы сети.

$$I_{ij} \leq I_{ij \max} \quad (2.7)$$

где I_{ij} – ток ветви ij ; I_{ij} – допустимый ток ветви ij .

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} \quad (2.8)$$

где U_i – напряжение в узле i ; $U_{i \min}, U_{i \max}$ – минимальное и максимальное допустимые напряжения в узле i .

В случаях, когда выделенные подсистемы сохраняют функциональность не меньшую чем энергосистема, «островная» конфигурация сети может существовать длительно. Если функциональность снижается, например, в случае невыполнения требований по объему и структуре резервов в одной из подсистем, восстановление схемы сети должно осуществляться в минимальные сроки.

2.3 Потенциал управления при реконфигурации сети

В основной сети ЭЭС реконфигурация может осуществляться централизованно (диспетчерским центром или централизованной противоаварийной автоматикой) в условиях достаточной наблюдаемости сети. Однако, как было отмечено, управление в распределительной сети должно быть децентрализованным, на основе мультиагентных технологий, так как в РС централизованная реконфигурация невозможна в силу отсутствия, в том числе по причине экономической нецелесообразности, наблюдаемости режимов, а также огромной размерности задачи и наличия, отличных друг от друга, целей участников процесса управления режимом.

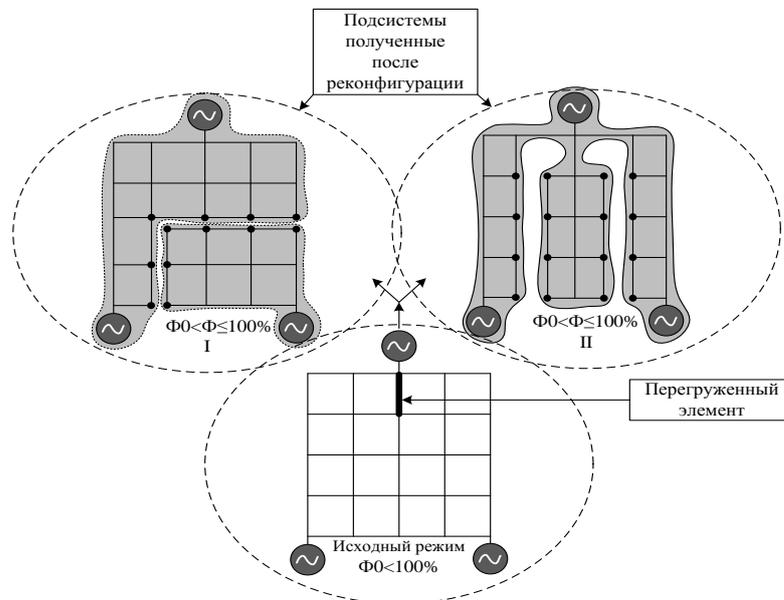


Рисунок 2.2 – Варианты реконфигурации ЭЭС с перегруженным элементом

На рисунке 2.2 показаны примеры реконфигурации, в результате которых возможны следующие варианты схемы ЭЭС:

- I – с разделением ЭС на подсистемы, для повышения функциональности ЭЭС по сравнению с исходным значением;
- II – с сохранением целостности ЭС, с принудительным потокораспределением для повышения функциональности ЭЭС, где Φ_0 , Φ – уровни функциональности в исходном режиме и режиме после реконфигурации.

Так как в концепции управляемого деления и восстановления функциональность ЭЭС не связана с устойчивостью, можно сделать вывод о значительном высвобождении резервов пропускной способности электропередач, ограниченных нормативными запасами устойчивости. Режимы энергосистем ограничиваются только физическим пределом пропускной способности сети.

Принципы деления и восстановления сети. Выделим 3 основных принципа деления и восстановления сети. **Принцип 1.** Изолированные районы формируются узлами генерации со сбалансированной нагрузкой.

Этот принцип широко используется в традиционных энергосистемах как оперативно, так и специальной автоматикой выделения электростанций со сбалансированной нагрузкой в аварийных режимах.

При этом могут приниматься во внимание требования сохранения конкретной нагрузки, например, учитываться категории электроприемников по надежности электроснабжения или условия договоров.

При наличии развитой схемы РУ на подстанциях (ПС), система (сеть) с множеством генерирующих узлов может быть разделена на сбалансированные подсистемы многовариантно (рисунок 2.3).

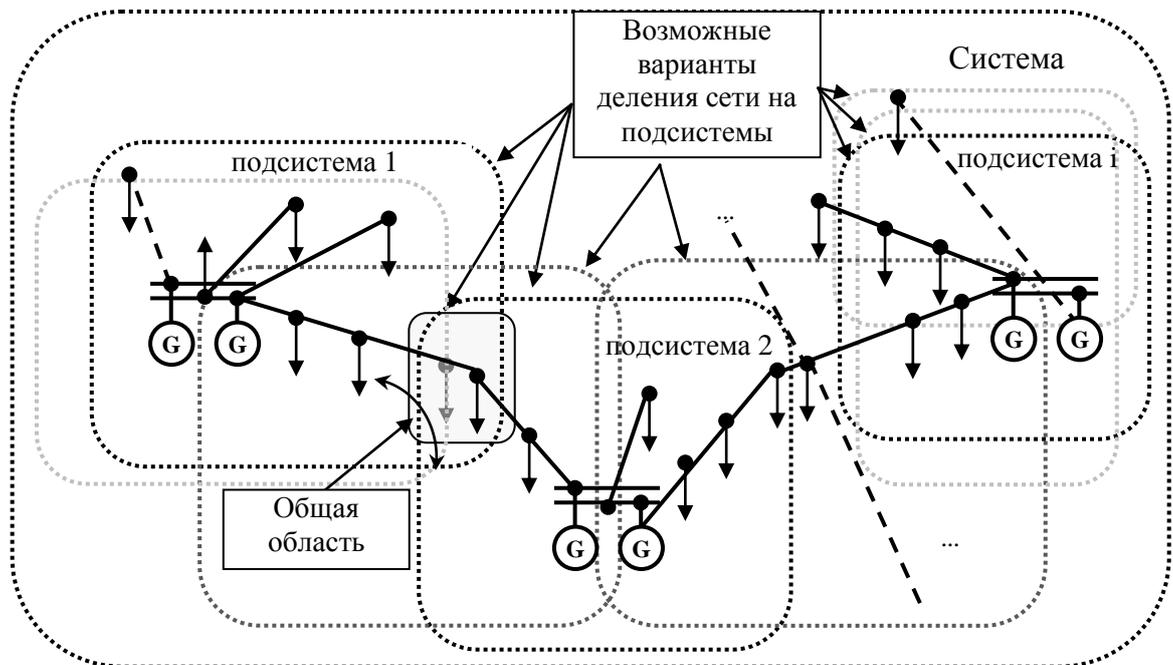


Рисунок 2.3 – Деление системы на подсистемы

На рисунке 2.3 показана общая область, электроснабжение потребителей которой может быть осуществлено от разных источников генерации (потребители могут войти в состав разных подсистем) при различных вариантах деления системы. В пределах подобных областей, должны приниматься решения о варианте деления.

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

При реализации этого принципа выделение подсистем производится как по связям, так, в значительной степени, и по узлам генерации с разделением шин и распределением энергоблоков между ними.

Принцип 3. Изолированные районы формируются доминирующими интересами субъектов.

Изолированные районы формируются как по принципу 1, так и 2 в зависимости от доминирующих интересов в подсистемах.

2.3.1 Комбинаторика схем РУ – основа реконфигурации

Схемы РУ должны удовлетворять ряду общих требований. Важнейшими из них являются: надежность, оперативная гибкость и экономичность.

Для сетей Smart Grid особое значение приобретает свойство оперативной гибкости, непосредственно определяющего способность сети создавать необходимые эксплуатационные режимы за счет реконфигурирования сети, как одного из основных способов управления.

Оперативная гибкость РУ и сети в целом оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений. Потенциал реконфигурации электрической сети в значительной степени зависит от комбинаторных возможностей схем РУ.

До настоящего времени не формулировались требования к РУ, обеспечивающие максимальное использование потенциала реконфигурации сети.

Определим требования к РУ для развития схемной адаптивности сетей при осуществлении деления и восстановления сети.

Наиболее распространенными схемами коммутации являются: две системы шин с обходной системой шин - 2СШ-ОСШ, полупорная схема - 3/2 и схемы с двумя выключателями на присоединение - 2/1. Учитывая, что ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется в схемах с наибольшей оперативной гибкостью, которая обеспечивается выполнением переключений выключателями, в том числе и средствами автоматики, следует, что наиболее предпочтительной с этой позиции является схема 2/1.

Проведем сравнение комбинаторных возможностей распределения присоединений по шинам.

Число возможных вариантов деления по шинам для схемы 2СШ-ОСШ равно 1, так как все присоединения зафиксированы по шинам и их перевод требует операций с разъединителями, что для целей автоматического (противоаварийного) управления неприемлемо, поэтому данная схема исключена из дальнейшего анализа.

Число возможных вариантов деления по шинам для схемы 3/2 можно вычислить по формуле (2.9):

$$A = 3^{n/2}, \quad (2.9)$$

Число возможных вариантов деления по шинам для схемы 2/1 можно вычислить по формуле (2.10):

$$A = 2^n, \quad (2.10)$$

где n - число присоединений,

Из формул (2.9) и (2.10) видно, что комбинаторные возможности схемы 2/1 существенно выше, чем у схемы 3/2. В качестве базовой схемы РУ предпочтительно принимать схему 2/1, для создания оперативной гибкости сети.

С целью анализа влияния комбинаторных возможностей схем на эффективность противоаварийного управления, выполнено исследование реконфигурации электрической сети при двух случаях технологических нарушений на специально разработанной имитационной модели для двух схем РУ: 2СШ-ОСШ и 2/1. Исходные схемы приведены на рисунке 2.4 а), 2.5 б). Электрическая сеть состоит из 18 узлов, из них 14 нагрузочных и 4 генераторных. Узлы нагрузки и генерации представлены задающими токами (нагрузки со знаком«-»).

1 случай - реконфигурация при перегрузке сетевого элемента. Из-за отключения одного генератора на РГ4 перегружена ВЛ РГ2-Н8 по току на 50 А ($I_{\text{доп}}^{\text{РГ2-Н8}}=310$ А). Для исключения перегрузки можно загрузить имеющиеся резервы на РГ4, отключить часть нагрузки либо отключить саму перегружаемую ВЛ. Очевидно, что второй и третий варианты нежелательны.

При недостатке резервов генерации, исключить указанную перегрузку можно путем реконфигурации сети. Зная значения потребляемого тока (мощности), а также комбинаторные возможности РУ, можно выделить фрагмент сети в виде тупиковой линии с допустимым перетоком.

Для ликвидации перегрузки достаточно произвести переключения на ПС Н8 и Н10 с переводом питания части нагрузки этих подстанций по ВЛ РГ2-Н8. Режимы работы сети после необходимых переключений для двух схем РУ показаны на рисунках 2.4 б), 2.5 б).

На рисунке 2.5 б) видно, что в схеме с двумя выключателями на присоединение перегрузка ВЛ снята ($I^{\text{РГ2-Н8}}=300$ А). Для первой схемы дополнительно требуется отключение ВЛ Н7-Н8 (рисунок 2.6).

2 случай - деление сети для обеспечения живучести. При снижении частоты или напряжения до критических значений, цель реконфигурации предотвратить погашение подсистем путем их отделения на изолированную работу с обеспечением максимума генерации. Для исходных схем, показанных на рисунках 2.4 а), 2.5 а), выполнено максимально возможное сбалансированное деление сети. На рисунке 2.7 представлены структуры сети после деления. Для обеих схем возможно разделение на 4 части. Для разделения потребовалось отключение и включение выключателей на ПС Н1, Н6, Н7, Н8, Н10 и Н12 Полные схемы и режим сети после реконфигурации представлены на рисунках А.1,2 Приложения А.

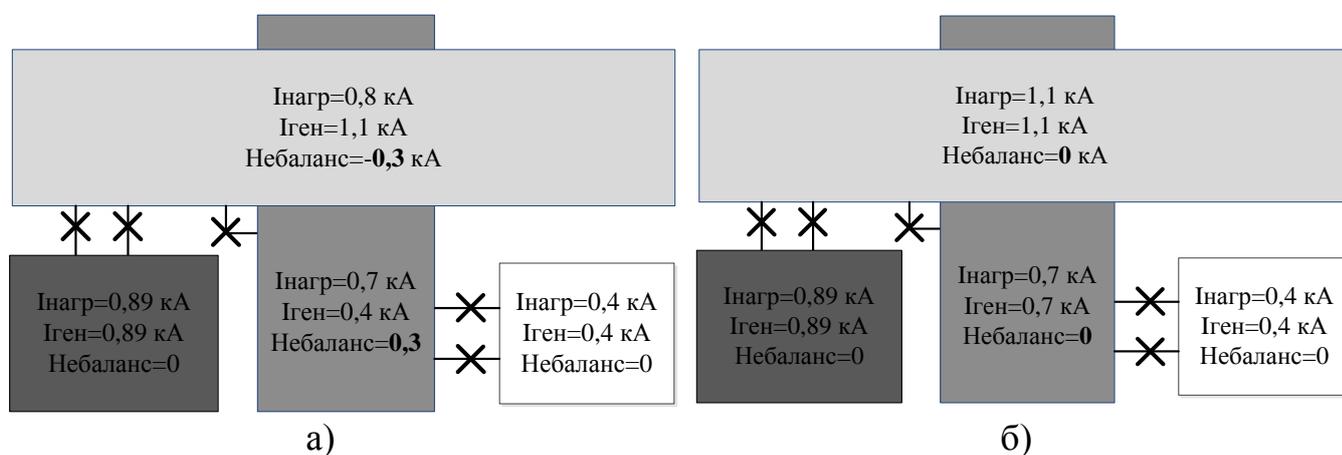


Рисунок 2.7 – Схема сети после разделения системы на сбалансированные подсистемы. а) 1 схема. б) схема 2

В первой схеме значительно снизилась генерация РГЗ (с 0,5 до 0,2 кА). Также есть отключения ВЛ, приведшие к перегрузке оставшихся (ВЛ: Система-Н6, Н6-Н7, Н7-Н8), что в целом снижает надежность послеаварийной схемы. Во второй схеме значения генерации не снизились, то есть генерирующие возможности используются максимально.

Снижение генерации показывает недоиспользование потенциала системы за счет реконфигурации примерно на 10% (относительно суммарного потребления системы) для данной схемы сети.

При дальнейшем исследовании реконфигурации электрической сети в качестве базовой принята схема 2/1.

2.3.2 Реконфигурация для снятия перегрузки элемента

При эксплуатации ЭЭС часто возникают ситуации, при которых неизбежна работа ЭЭС с перегрузкой какого-либо элемента сети, со снижением надежности или, иначе, при неполной функциональности в, так называемых, *режимах повышенного риска*. РПР может быть вынужденной мерой в нормальных условиях (например, с целью снижения холостых сбросов воды на гидроэлектростанциях при сезонных паводках) или возникать в результате аварийного события в ЭЭС. При этом недостаточность резервов мощности генерации или пропускной способности сети становится причиной аварийного отключения перегружаемого элемента электрической сети во избежание его повреждения, неготовности системы противостоять эксплуатационным возмущениям по критерию $n-1$ и может приводить к отключению потребителей.

Продолжительность аварийного РПР определяется временем ликвидации технологического нарушения, а вынужденный РПР может существовать длительно.

Возможность осуществления РПР, как правило, обеспечивается ПА с отключением нагрузки или генерации. Так, в случае целостности системы и отключения линии в сечении 1 или генератора в подсистеме 2 (для режима показанного на рисунке 2.8 а) автоматика предотвращения нарушения устойчивости выполнит разгрузку сечения 1 за счет отключения нагрузки в подсистеме 2.

РПР может быть исключен, либо пройден с большей функциональностью при использовании *превентивной* реконфигурации электрической сети с мобилизацией «внутренних резервов ЭЭС».

Определим внутренние резервы ЭЭС и возможные методы повышения функциональности за счет реконфигурации.

На рисунке 2.8 б,в) показаны примеры реконфигурации ЭЭС при перегрузке по току или сниженных запасах по устойчивости в сечении 1.

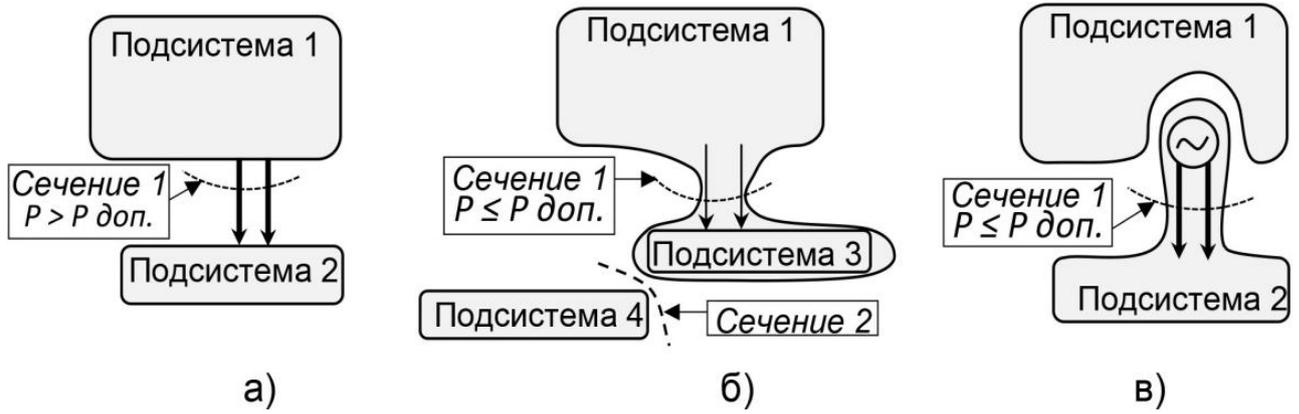


Рисунок 2.8 – Деление ЭЭС

В соответствии с [38] допустимый переток по статической устойчивости с нормативными запасами по активной мощности (K_p) в сечении вычисляется по формуле (2.11):

$$P = P_{np} \cdot (1 - K_p) - \Delta P_{нк} \quad (2.11)$$

где P_{np} – предельный по аperiodической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении; P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, $\Delta P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении.

При отсутствии фактических данных $\Delta P_{нк}$ вычисляется по формуле:

$$\Delta P_{нк} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \quad (2.12)$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$ – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения, K – коэффициент, принимаемый равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.

После реконфигурации с разделением подсистемы 2 на две подсистемы $\Delta P_{нк}$ в (2.12) снижается, т.к. суммарная мощность подсистемы 3 меньше мощности исходной подсистемы 2.

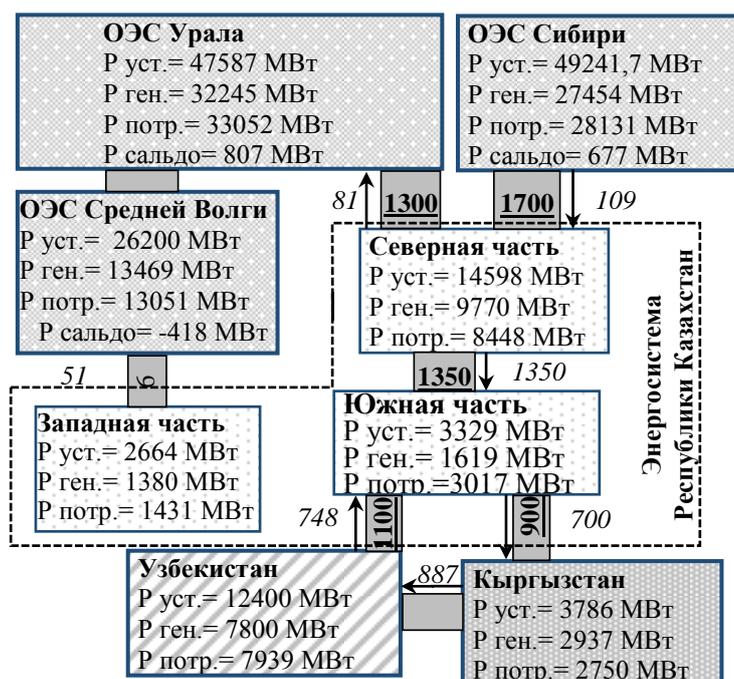
В случае возникновения небаланса мощности в подсистеме 4 необходимость в отключении потребителей может быть полностью или частично

исключена за счет использования регулирующего эффекта нагрузки по частоте и напряжению.

Так, при выделении из подсистемы 1 только электростанций для покрытия дефицита в подсистеме 2 (рисунок 2.8 в), амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (по формуле 2.12) становится равной 0, так как $P_{nl} = 0$. В результате реконфигурации допустимый переток мощности в сечении может быть увеличен, а условие n-1 выполнено за счет использования регулирующего эффекта нагрузки, т.е. режим перестает быть РПР. Например, при отключении одной из ЛЭП в сечении 1 потребуется снижение генерации в избыточной части, а балансирующее воздействие на отключение нагрузки в приемной части будет снижено за счет регулирующего эффекта.

Вышеизложенный анализ обосновывает наличие потенциала реконфигурации для повышения функциональности ЭЭС. Для подтверждения достоверности высказанных утверждений и получения количественной оценки эффективности технологии реконфигурации сети выполним исследование реконфигурации ЭЭС на примере реального режима повышенного риска энергосистемы Республики Казахстан имевшего место 06.01.2014г в 16-00 мск. Баланс мощности укрупненно представлен на рисунке 2.9.

Структура сети Южной части ЭЭС Казахстана и связанных с ней энергосистем Кыргызстана, Узбекистана показана на рисунке 2.10 а). На нем же приведены выделяемая подсистема и сечение для реконфигурации системы по варианту показанному на рисунке 2.8 б). Полная схема и режим приведены на рисунке А.3 приложения А. Переток мощности в сечении 1 выше максимально допустимого значения. В исходном режиме отключение линии, либо потеря генерации или наброс мощности в приемной части может привести к нарушению устойчивости в сечении из-за неэффективности АПНУ, с риском развития каскадной аварии с несбалансированным разделением энергосистемы и работой АЧР.



Обозначения

$P_{уст.}$	Суммарная установленная мощность электростанций
$P_{ген.}$	Суммарная генерация мощности электростанций
$P_{потр.}$	Суммарное потребление мощности
$P_{сальдо}$	Сальдо переток мощности («+» - дефицит, «-» - избыток)
1700	Максимально-допустимый переток мощности в сечении
1350	Переток мощности в сечении

Рисунок 2.9 – Баланс мощности за 16:00 мск 06.01.14 г.

Отделение фрагмента Южной части ЭЭС Казахстана вместе с ЭЭС Узбекистана и частью ЭЭС Кыргызстана по сечению 2 от синхронной зоны (в соответствии с рисунком 2.8 б), исключает условия РПР. Сечение 1 разгружено до допустимого значения. За счет снижения нерегулярных колебаний, примерно на 120 МВт, допустимый переток в сечении увеличен на соответствующую величину.

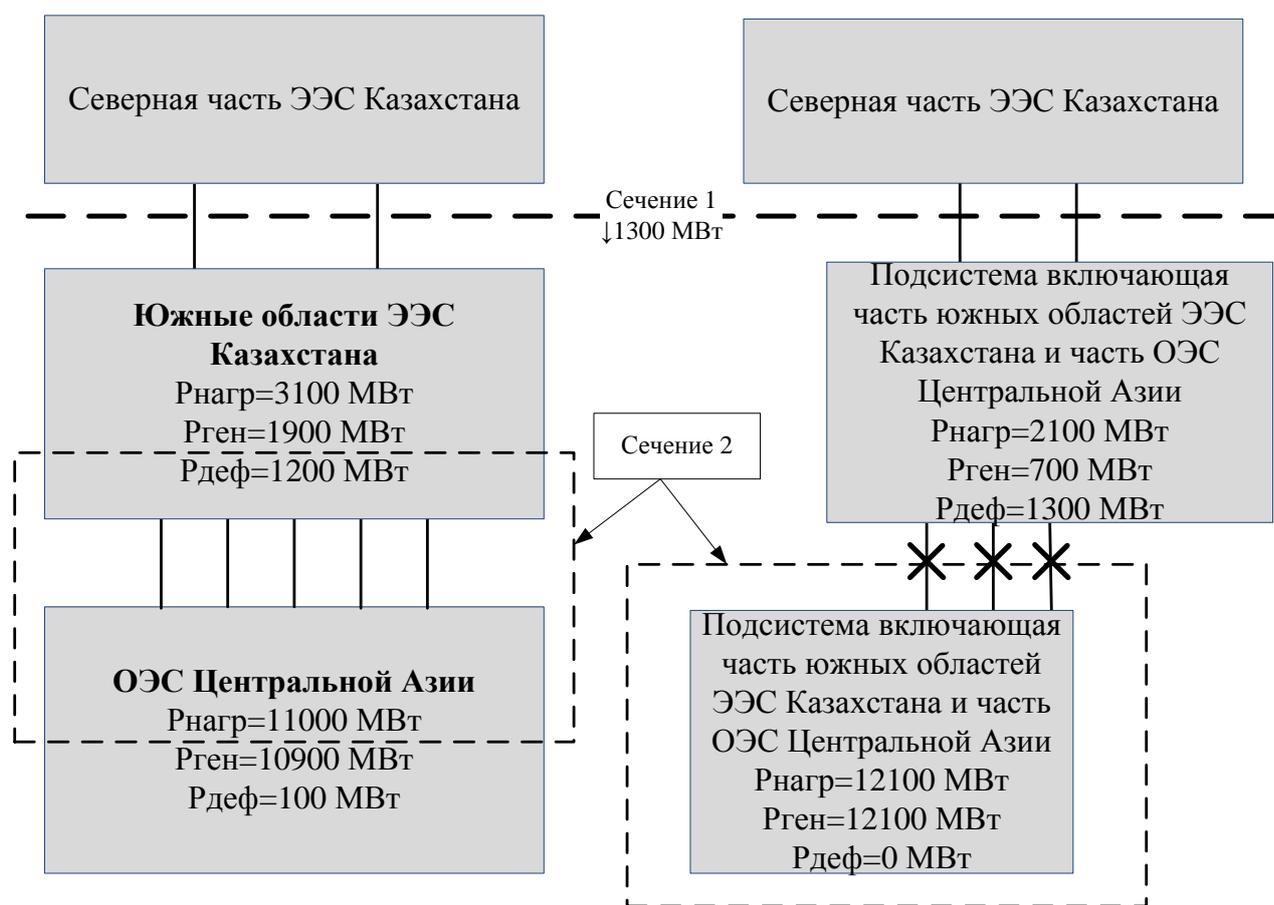


Рисунок 2.10 – Исходный режим работы ЭЭС

Реконфигурация ЭЭС по принципу, показанному на рисунке 2.8 в) в текущей схеме ЕЭС Казахстана не представляется возможной из-за недостаточной пропускной способности имеющихся ЛЭП.

С учетом возможного перспективного строительства в Северной части ЭЭС Казахстана ВЛ 500 кВ Астана – Нура, подобный режим осуществим. Структура сети после реконфигурации в укрупненном виде показаны на рисунке 2.11. Полная схема и результаты моделирования приведены на рисунке А.4 Приложения А.

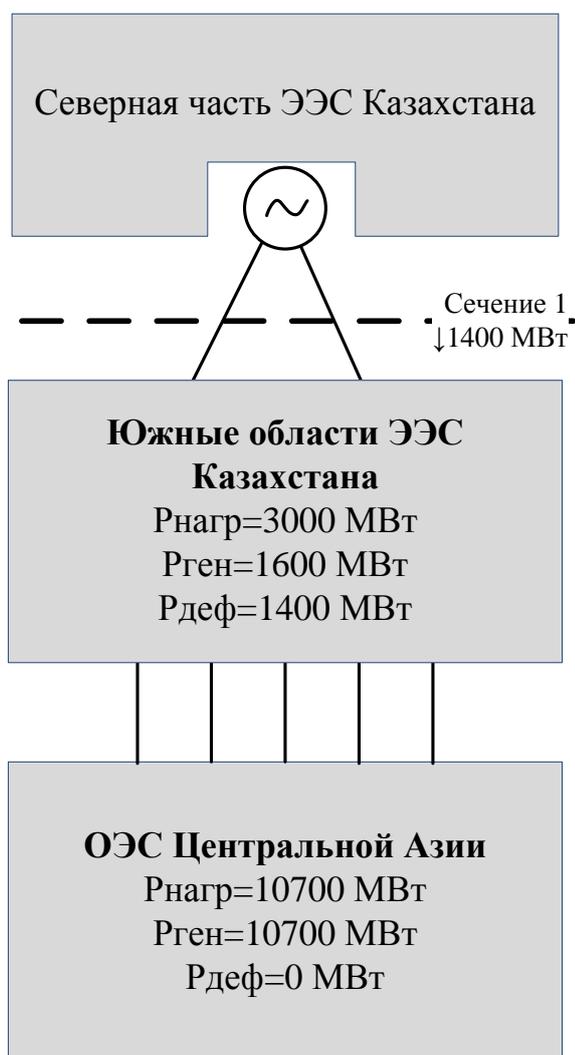


Рисунок 2.11 – Схема сети после реконфигурации с выделением части генерации Северной части ЭЭС Казахстана на электроснабжение юга Казахстана и ОЭС ЦА

Южная часть ЭЭС Казахстана вместе с энергосистемами Узбекистана и Кыргызстана переведена на параллельную работу с Экибастузской ГРЭС-2 с нагрузкой 960 МВт и двумя энергоблоками Экибастузской ГРЭС-1 – 630 МВт. Выделение Экибастузской ГРЭС-2 на параллельную работу с дефицитной частью произведено разделением по шинам на ПС Экибастузская-1150, с сохранением транзита Сибирь-Казахстан-Урал. Аналогично было выполнено разделение в ОРУ 500 кВ Экибастузской ГРЭС-1, где был осуществлен перевод двух энергоблоков (с наличием резерва мощности порядка 300 МВт) на изолированную работу с ОЭС Центральной Азии и южной частью ЭЭС Казахстана.

По результатам моделирования все параметры режима находятся в допустимом диапазоне и имеется регулировочный резерв мощности.

За счет исключения нерегулярных колебаний (порядка 200 МВт), допустимый переток в сечении 1 значительно увеличен.

Данная схема отвечает требованию критерия n-1 за счет снижения исходного дефицита мощности в южной части системы и использования регулирующего эффекта нагрузки. Таким образом, оба варианта деления энергосистемы ликвидировали условия РПР.

В таблице 2.1 приведены ориентировочные объемы управляющих воздействий ПА в различных схемах (в исходном режиме переток мощности в сечении 1 равен 1350 МВт), при расчетных возмущениях ЭЭС (отключение ЛЭП в сечении 1 и генерации мощностью 200 МВт в дефицитной части). За счет реконфигурации значительно снижен объем отключаемой нагрузки (от 37 до 100% в сравнении с действующей традиционной системой АПНУ). Результаты свидетельствуют об эффективности использования реконфигурации для снижения объема ограничений в послеаварийном режиме.

Таблица 2.1 – Объем управляющих воздействий при расчетных возмущениях в различных схемах ЭЭС

Расчетные возмущения		Отключение ЛЭП			Отключение 200 МВт генерации в подсистеме 2		
		АПНУ	Реконфигурация		АПНУ	Реконфигурация	
б)	в)		б)	в)			
Компенсирющие 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

Проведенное моделирование превентивного деления ЭЭС в режимах повышенного риска доказывает эффективность его применения для обеспечения функциональности энергосистемы. Реконфигурация ЭЭС позволяет улучшить функциональность за счет эффективного использования внутренних резервов ЭЭС, возникающих при делении системы.

2.3.3 Реконфигурация для адаптивного деления энергосистемы

Для обеспечения живучести ЭЭС при глобальных нарушениях режима выполняется отделение максимально сбалансированных подсистем на изолированную работу. Для снижения объёма ограничений в подсистемах используется частотный эффект нагрузки.

Для анализа потенциала адаптивного деления в задаче обеспечения живучести ЭЭС в аварийных режимах, выполним исследование на примере реальной аварии, произошедшей в ЕЭС Казахстана 15 апреля 2009 года, с разделением ЭЭС на несинхронные части.

В энергосистеме Казахстана в период с 2007 по 2016 годы произошло 78 технологических нарушений с разделением ЭЭС на части. Средняя длительность восстановления электроснабжения потребителей составила 2 часа 45 минут. В подавляющем большинстве случаев (73 раза), управляющие воздействия ПА и работа АЧР предотвращали глубокое снижение частоты.

Также имелись и факты работы частотной делительной автоматики. В 5 случаях, по причине неэффективности АЧР, разделение ЭЭС происходило с работой частотной делительной автоматики. Минимальная длительность восстановления электроснабжения потребителей в этих случаях 1 час 26 минут, максимальная 3 часа 40 минут. Отделение электростанций работой ЧДА сопровождалось снижением генерации, что говорит о неполном использовании потенциала управляемого деления сети для снижения величины ограничений потребителей в аварийных ситуациях.

Длительность восстановления электроснабжения после возникновения рассматриваемой аварии составила 2 часа 9 минут. В ходе каскадного развития технологического нарушения в южной части энергосистемы Казахстана и стран Центральной Азии от автоматики суммарно отключилось свыше 1400 МВт.

На рисунке 2.12 представлена структура сети энергосистемы Казахстана и ОЭС Центральной Азии отделившихся в процессе технологического нарушения. В доаварийном режиме, дефицит мощности южных областей Казахстана составлял порядка 1100 МВт и покрывался перетоками из Северного региона ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии. Из-за нарушения энергосистемами Центральной Азии планового сальдо перетока мощности на границе с ЕЭС Казахстана переток мощности в сечении 1 находился на уровне аварийно-допустимого значения.

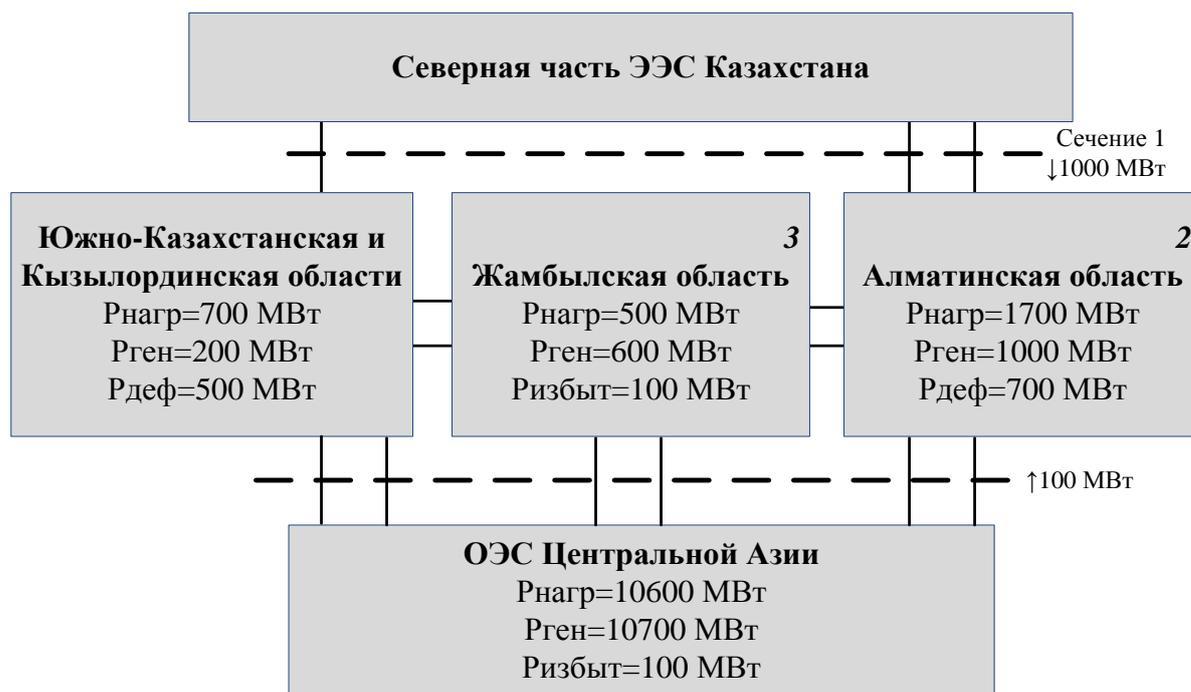


Рисунок 2.12 – Доаварийный режим работы Южной Зоны ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии

В 19:55 в результате отключения двух гидрогенераторов на Токтогульской ГЭС суммарной мощностью 350 МВт, произошел наброс мощности на транзит 500 кВ «Агадырь-ЮКГРЭС» (сечение 1). В результате по сечению 1 произошло нарушение устойчивости с последующим отключением ВЛ сечения действием

АЛАР. В процессе отделения подсистемы от Северного региона Казахстана, действием САОН были отключены потребители в объеме 200 МВт (по 100 МВт в частях 2 (Алматинская область) и 3 Жамбылская область)).

После отключений ВЛ в сечении 1, в сечении 4 (рисунок 2.13) установился режим с превышением допустимого перетока, требовавший немедленной ликвидации перегрузки и перестройки противоаварийной автоматики в связи с изменением структуры сети.

Функциональность отделившейся части значительно снизилось, так как не обеспечивались нормативный уровень надежности и качество электроэнергии.

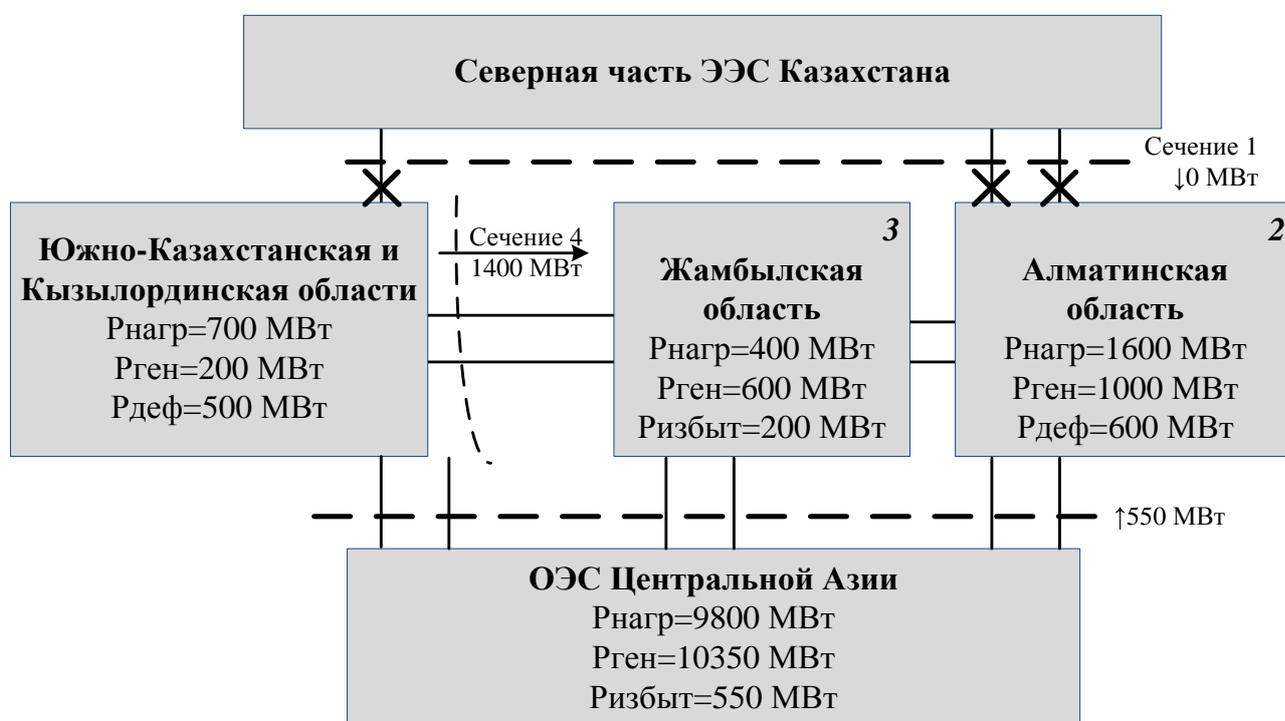


Рисунок 2.13 – Режим работы Южной части энергосистемы Казахстана и ОЭС Центральной Азии после отделения от Северной зоны ЭЭС Казахстана

После деления, величина мощности доаварийно передаваемой по сечению 1 за минусом нагрузки, отключенной действием САОН (800 МВт) распределилась на сечение 4, что привело к его перегрузке.

Снижение частоты привело к работе АЧР в объеме примерно 50 МВт. Изменение частоты в отделившейся подсистеме в смоделированном переходном процессе показано на рисунке 2.14.

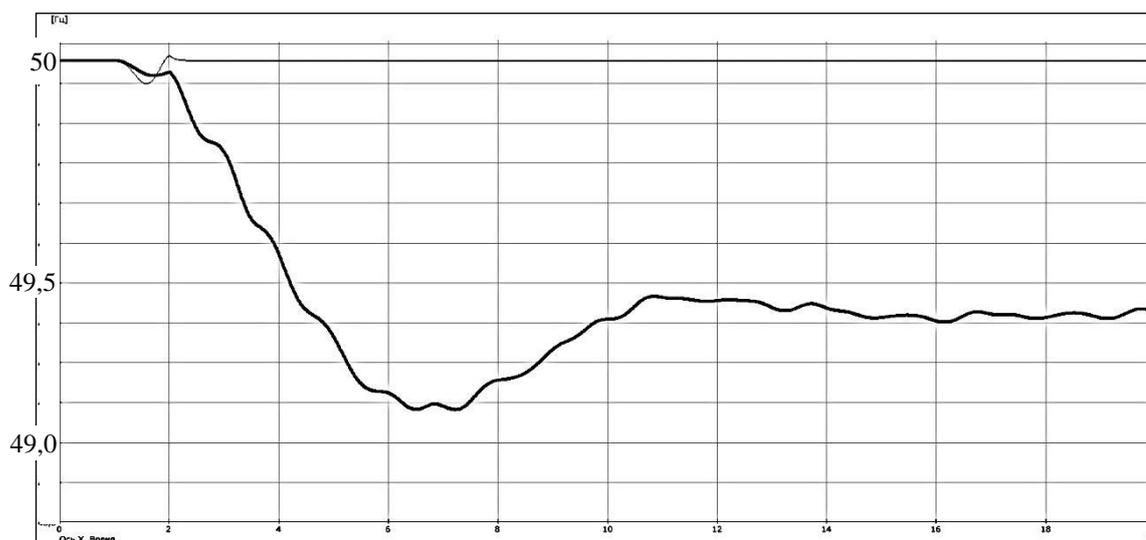


Рисунок 2.14 – Изменение частоты в отделившейся подсистеме после отключения ВЛ в сечении 1

В 19:57 действием защит отключилась ВЛ 500 кВ «Шымкент-Жамбыл», что привело к нарушению устойчивости в сечении 4, с последующим отключением шунтирующих ВЛ 220 кВ от АЛАР.

Нерасчетная последовательность произошедших событий привела к возникновению дефицита мощности равного почти 50% потребления в отделившейся части и резкому снижению частоты и, как следствие, неэффективности АЧР. Возникли условия для работы частотной делительной автоматики Жамбылской ГРЭС в Жамбылском районе (подсистема 3) и межсистемной частотной делительной автоматики Алматинского района (подсистема 2) (рисунок 2.15).

Работой делительной автоматики Жамбылской ГРЭС, выделившую электростанцию на изолированную работу с Жамбылским районом, односторонне отключились ВЛ 220 кВ: «ЖГРЭС-Аспара», «ЖГРЭС-Фрунзе», «Кентау-Чулак», АТ-1 500 кВ на ПС Жамбыл, и «Жамбыл-Ванновка» (рисунок 2.15). В результате произошло отделение на изолированную работу Жамбылской ГРЭС с Жамбылским районом.

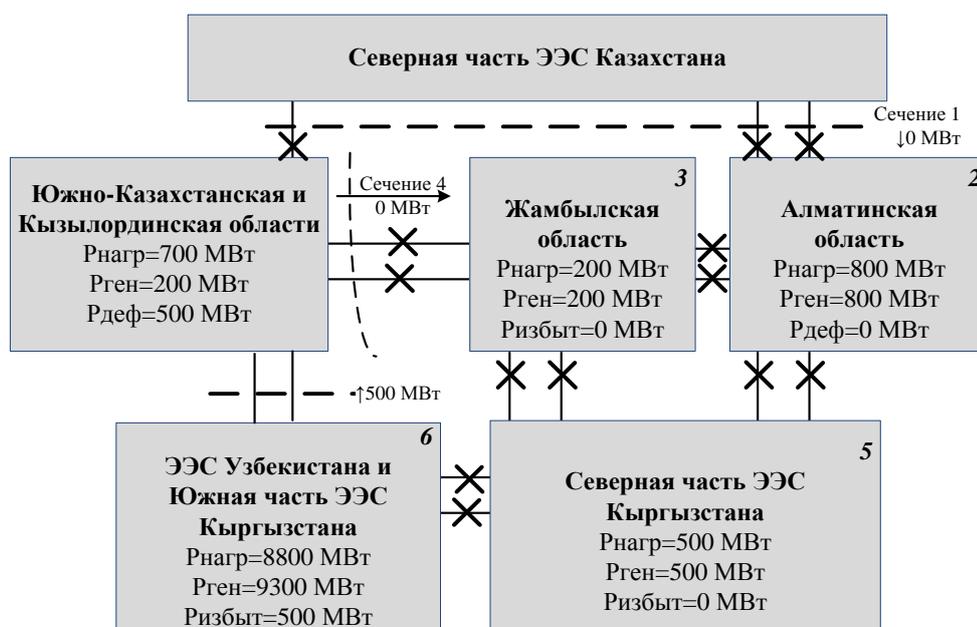


Рисунок 2.15 – Режим работы Южных областей ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии после отключения ВЛ 500 кВ Шымкент-Жамбыл

В доаварийном режиме нагрузка Жамбылской ГРЭС составляла 359 МВт, суммарное сальдо подсистемы 3 - 170 МВт (избыток). Так как сечение деления выбрано заранее, после отделения подсистема оказалась несбалансированной. В результате в «островном» режиме Жамбылская ГРЭС разгрузилась на 211 МВт до 148 МВт. От АЧР в частях 2 и 5, а также в подсистеме 6 отключилось порядка 1300 МВт. В подсистеме 3 работала АЧР в объеме 100 МВт.

На рисунке 2.16 показано изменение частоты в разных частях ЭЭС после отключения ВЛ 500 кВ Шымкент-Жамбыл. Частота при колебаниях в подсистеме 3 доходит до 53,5 Гц. В подсистеме 6 частота установилась на повышенном уровне 51,8 Гц.

Благодаря ЧДА, живучесть Жамбылской ГРЭС была обеспечена - значительная часть Жамбылского района избежала полного погашения. Однако функциональность электроснабжения резко снизилась. Очевидна необходимость повышения адаптивности действия ЧДА, путем выбора сечения деления в зависимости от баланса мощности выделяемой подсистемы.

Подробные схемы сети и режимы приведены на рисунках А.5-7 приложения А.

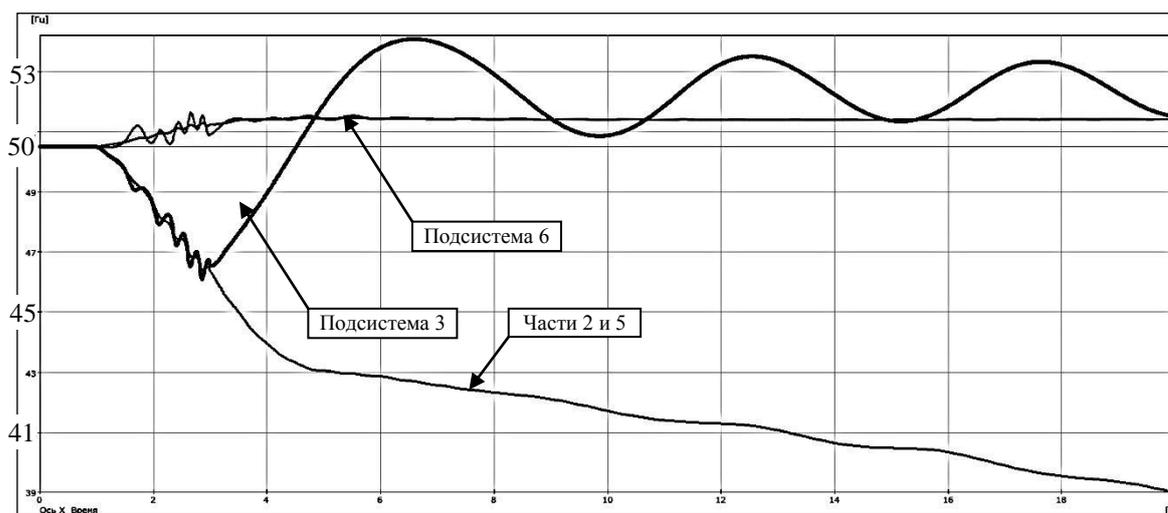


Рисунок 2.16 – Изменение частоты после отключения ВЛ 500 кВ Шымкент-Жамбыл

В случае отделения подсистемы 3 в сечении, показанном на рисунке 2.17, избыток мощности составил бы 25 МВт (на 145 МВт меньше, чем в заранее определенном сечении деления).

На рисунке 2.18 показано изменение частоты в случае отделения подсистемы 3 в предлагаемом на рисунке 2.17 сечении деления. Частота при колебаниях в подсистеме 3 не превышает 51,0 Гц.

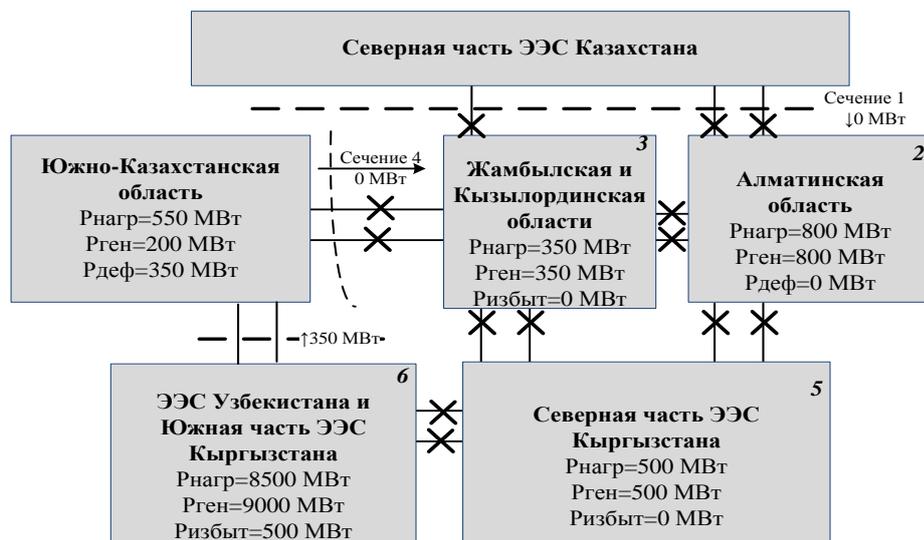


Рисунок 2.17 – Режим работы Южных районов ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии в случае отделения подсистемы 3 в предлагаемом сечении деления

В подсистеме 6 частота установилась уровне 51,0 Гц. Объем ограничений снижен на примерно на 150 МВт.

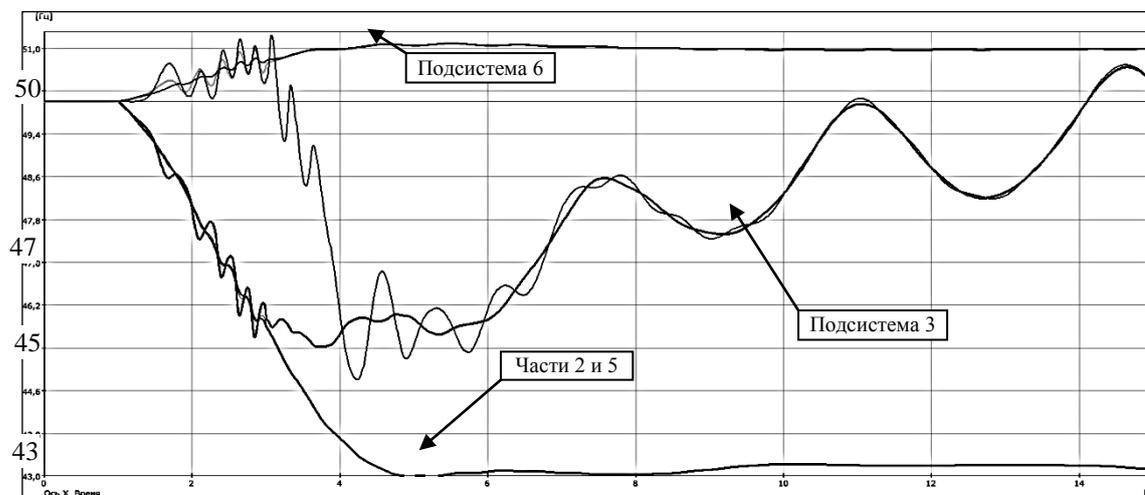


Рисунок 2.18 – Изменение частоты в случае отделения подсистемы 3 в предлагаемом сечении деления

Результаты моделирования варианта развития технологического нарушения с учетом деления сети в рамках концепции управляемого деления/восстановления сети показаны на рисунках 2.19-2.21.

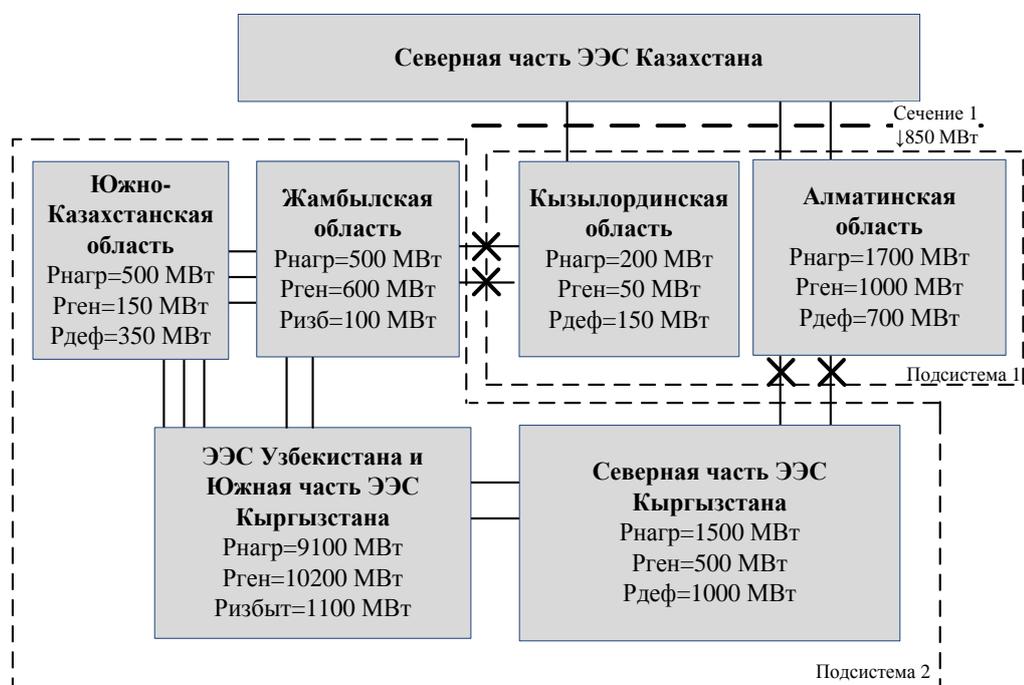


Рисунок 2.19 – Оптимальный вариант деления сети после возникновения небаланса

При отделении подсистемы 2 (рисунок 2.19) от ЭЭС через 1 секунду после возникновения небаланса мощности в ОЭС Центральной Азии устойчивость параллельной работы подсистемы 1 с ЭЭС сохраняется.

Моделирование изменения частот в подсистемах (рисунок 2.20), подтверждает, что деление сети исключило развитие технологического нарушения. При этом не требуется выполнять балансирующие воздействия в подсистемах. Ограничения потребителей исключены за счет регулирующего эффекта нагрузки. Частота в отделившейся подсистеме находится в аварийно-допустимом диапазоне.

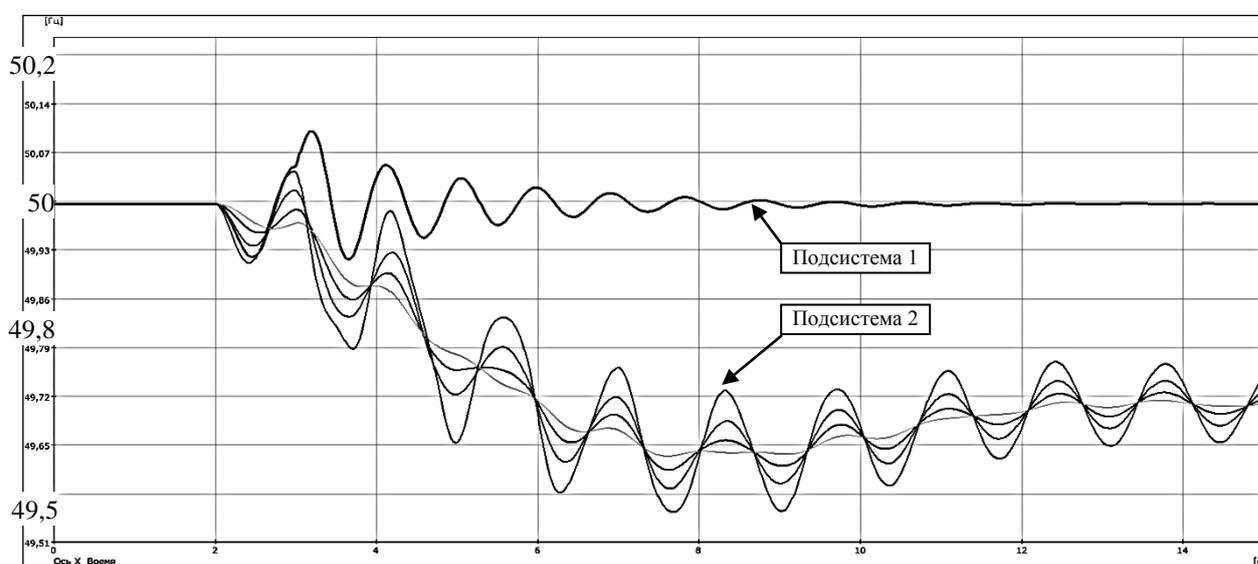


Рисунок 2.20 – Изменение частот при оптимальном варианте деления сети

Немаловажно, что подсистема 2 (рисунок 2.19) более надежна и способна сохранить функциональность после второго инцидента – отключения ВЛ 500 кВ Шымкент-Жамбыл (между Жамбылской и Южно-Казахстанской областями).

Полные схемы и режимы сетей после оптимальной реконфигурации представлены на рисунках А.8-10 Приложения А.

Учитывая, что в Алматинской и Жамбылской областях запланировано масштабное строительство ветровых и солнечных электростанций, неравномерность и непредсказуемость их генерации, адаптивный выбор сечений делений и последующее автоматическое восстановление схемы может повысить функциональность южных областей энергосистемы Казахстана.

Проведенный анализ подтверждает эффективность обеспечения функциональности и надежности ЭЭС путем развития свойства живучести.

Рассмотренная конфигурация схемы и ситуация, взятая для анализа, сходны с сетью с распределенной генерацией в случае развития. Поэтому выводы данного анализа можно распространить на РС с распределенной малой генерацией.

2.3.4 Реконфигурация для восстановления энергосистемы

Восстановление целостности структуры электрической сети после реконфигурации выполняется для получения экономичного режима работы энергосистемы. ЕЭС обеспечивает поддержание частоты в допустимых пределах, демпфирует колебания мощности.

При включении на параллельную работу изолированных подсистем необходимо выполнение условий метода точной синхронизации. Для исключения риска потери устойчивости при работе по слабым связям, включение отключенных при делении коммутационных аппаратов должно осуществляться максимально одновременно. Коммутации при восстановлении не должны приводить к выходу режимных параметров за допустимые пределы.

По мере задействования холодного резерва мощности изолированные подсистемы или ЕЭС могут предоставлять друг другу резерв мощности при наличии дефицита в одной из систем. На рисунке 2.21 показан пример реконфигурации при которой в подсистеме 2 на ПС3 имеются отключенные потребители.

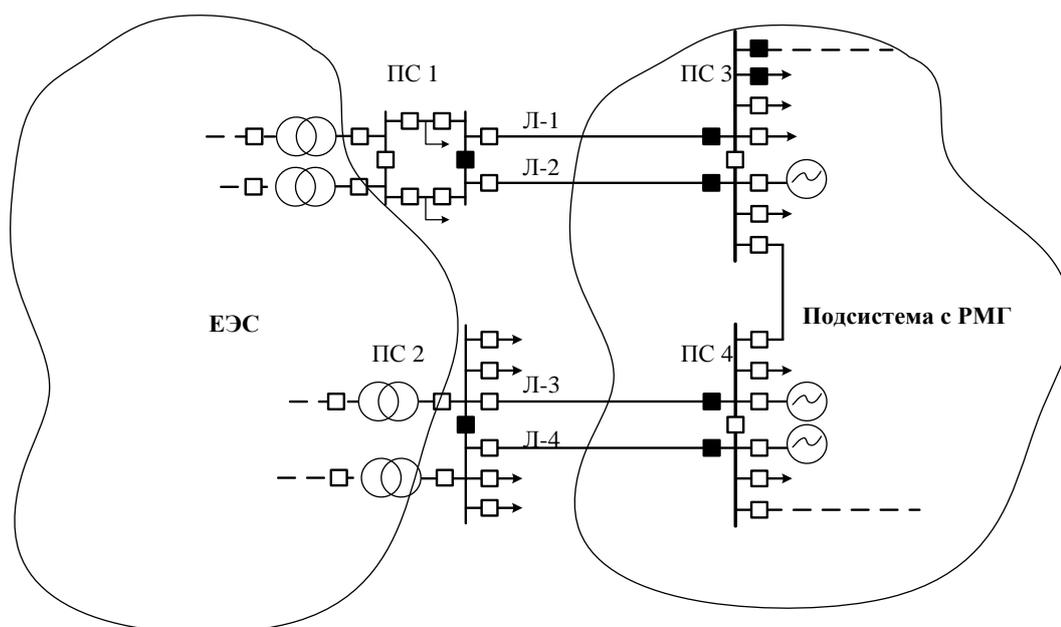


Рисунок 2.21 – Схема раздельной работы электрической подсистемы с РМГ с ЕЭС

При появлении резерва в ЕЭС восстановление можно осуществить переводом этих обесточенных участков подсистемы на параллельную работу с ЕЭС. Участок подсистемы, переведенный на питание от ЕЭС, выделен штриховой линией на рисунке 2.22. За счет снижения дефицита улучшаются условия для последующей синхронизации подсистемы с РМГ.

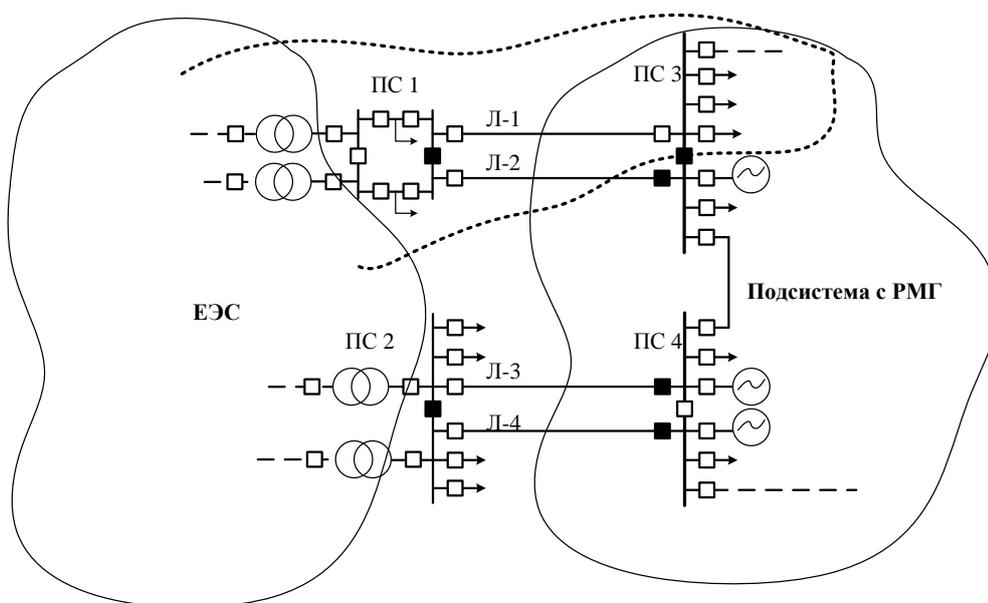


Рисунок 2.22 – Перевод части нагрузок РС на параллельную работу с ЕЭС

«Симметричным» образом подсистема с РМГ может оказывать поддержку ЕЭС задействуя собственные резервы (рисунок 2.23).

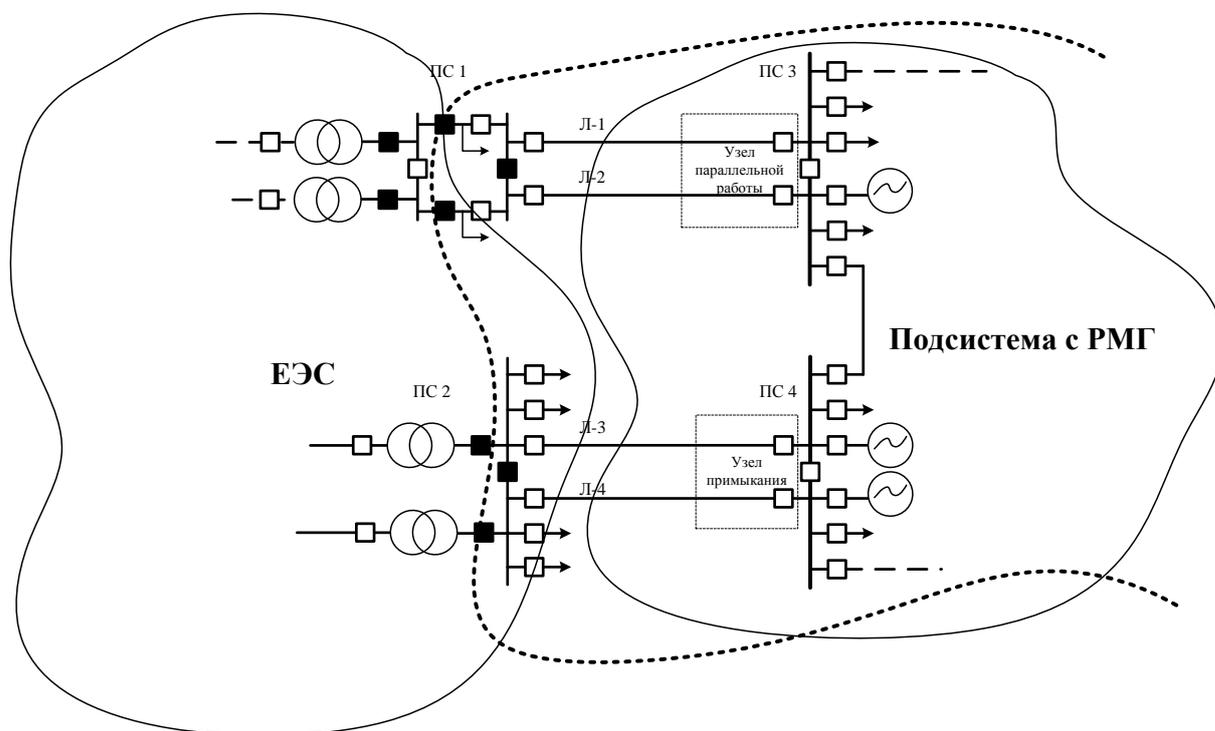


Рисунок 2.23 – Перевод части нагрузок ЕЭС на параллельную работу с РС

2.4 Мультиагентная реконфигурация

Для описания структуры стандартного агента мультиагентной системы введены следующие термины (приведены в списке терминов): *агент, соседний агент, действия агента, контролируемый район, инициатор, участник, величина нечувствительности, запрос, разрешение, отказ, зона принятия решения*. Структура и связи интеллектуального агента показана на рисунке 2.24.

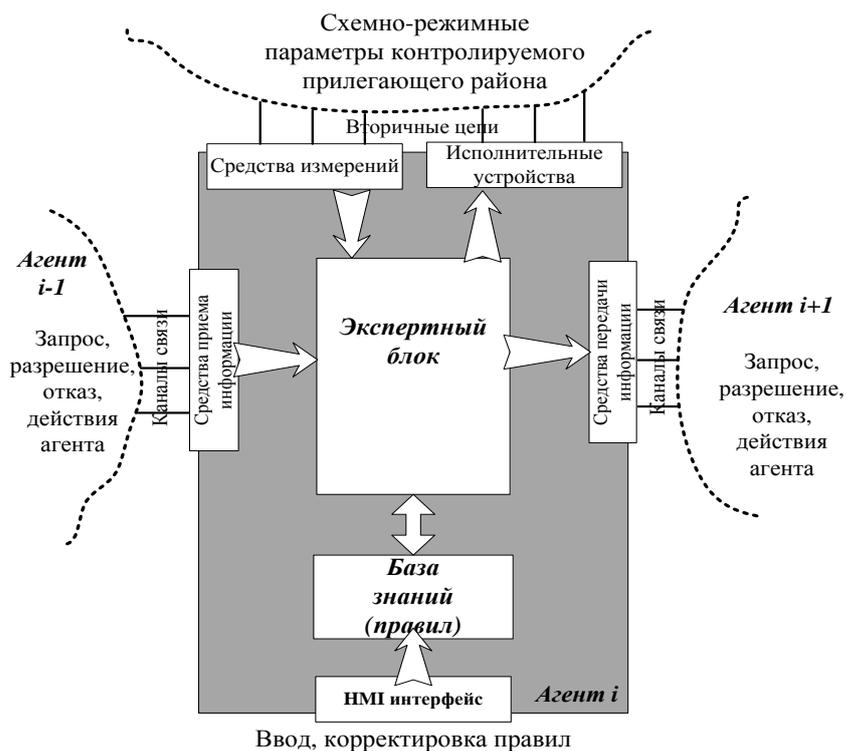


Рисунок 2.24 – Структура и связи интеллектуального агента

В состав агента входят экспертный блок, база знаний, средства приема/передачи информации, измерительные средства, исполнительные устройства, а также операторская панель – human-machine interface - НМИ, для управления Правилами (базой знаний).

Экспертный блок осуществляет «рассуждения» в процессе выбора действия. Рассуждения экспертного блока выполняются, основываясь на правилах.

База знаний содержит правила, которым подчиняются агенты и, исходя из которых, формируется их поведение.

Средства приема и передачи информации позволяют получать, ретранслировать или отправлять сообщения, сигналы соседним агентам, а также преобразовывать данные в цифровой формат для последующего анализа экспертным блоком.

Средства измерений обеспечивают агента телеинформацией и телесигнализацией о параметрах режима и схемы.

Исполнительные устройства обеспечивают реализацию управляющих команд по изменению режима или структуры электрической сети поступающих от агента.

Для исключения действий агентов, противоречащих общепринятым (взаимосогласованным) ограничениям, вводятся «Правила согласований действий», выполнение которых обязательно для всех агентов МАС.

Рациональность поведения агентов для достижения собственных целей достигается формированием «Правил действий».

Правила согласования действий и правил действий входят в базу знаний экспертной системы присутствующей в каждом агенте. В качестве модели представления знаний выбрана продукционная модель.

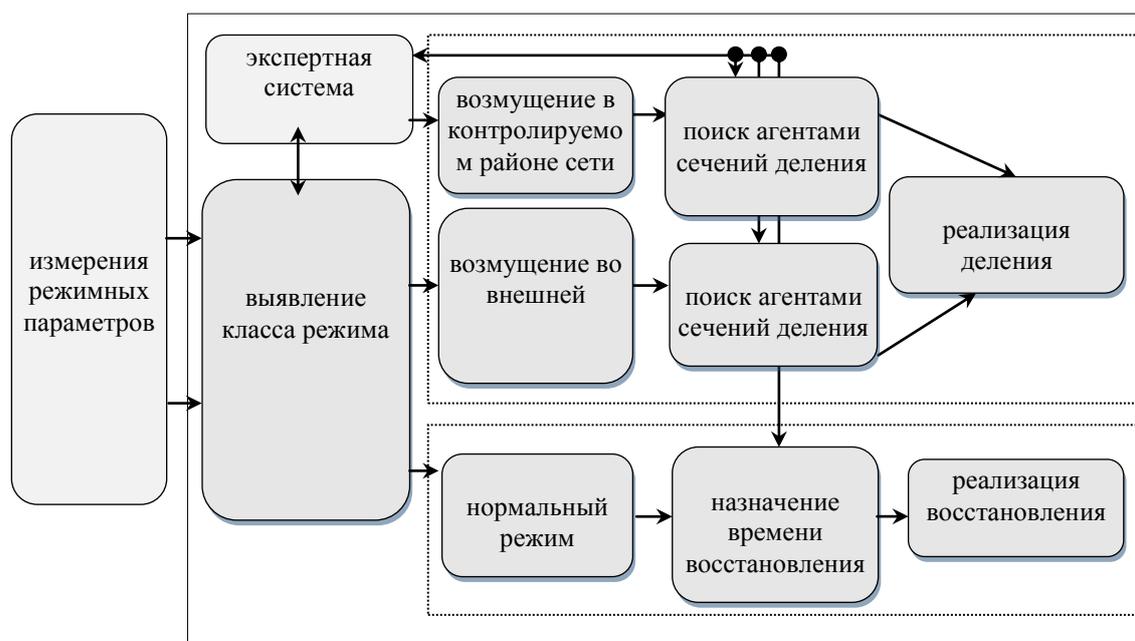


Рисунок 2.25 – Блок-схема процесса деления и восстановления сети

На рисунке 2.25 показана укрупненная блок-схема процесса деления и восстановления сети.

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

2.4.1 Принципы построения и работы мультиагентной системы

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.

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 выполненных действиях.

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.

МАС должна выполнять следующие *функции*:

- 1) Реконфигурация электрической сети для исключения или снижения перегрузки сетевого элемента.

2) Деление электрической сети на изолированные подсистемы для обеспечения живучести энергосистемы при значительном снижении частоты и/или напряжения.

3) Восстановление целостности электрической сети (параллельной работы электростанций) после ликвидации причин, приведших к отделению подсистем на изолированную работу.

В отличие от имеющихся в настоящее время мультиагентных систем, в основу мультиагентной реконфигурации электрической сети положены контроль режима прилегающего района сети и общие (единые) принципы и базы правил, а также отсутствие центральных (координирующих) элементов. Повышение функциональности обеспечивается за счет использования внутренних резервов ЭЭС, к которым относятся:

- регулирующий эффект нагрузки по частоте и напряжению [51];
- уменьшение нерегулярных колебаний, что увеличивает допустимый переток мощности [52,53];
- загрузка незагруженных элементов для снятия перегрузки сетевого элемента.

2.4.2 Правила при снятии перегрузки

Алгоритмы МАС на основе заданных агентам правил обеспечивают взаимодействие агентов и следующие основные этапы работы МАС:

При принудительном потокораспределении для снятия перегрузки элемента сети:

1. Выявление снижения функциональности – появление инициатора.
2. Выбор инициатором действия из набора доступных.
3. Направление инициатором смежным агентам запросов для получения разрешения на выполнение намечаемых действий в контролируемом районе, отправка им сообщений о произошедших изменениях или направление им запросов об оказании помощи.

4. Проверка смежными агентами отсутствия снижения функциональности при намеченных/выполненных действиях. Смежные агенты информируют своих «соседей» в случае изменения режима в контролируемых ими районах больше величины нечувствительности.

5. Передача сообщения смежными агентами инициатору/участнику о разрешении изменений или ретрансляция сообщений о выполненных изменениях смежным агентам.

6. При разрешении всеми смежными агентами – направление участником инициатору сообщения о возможном снижении перетока на перегруженном элементе и выбор инициатором участника, а также направление ему команды на выполнение действия.

7. Ожидание участником сообщений-запретов от смежных агентов после выполненных воздействий. При наличии запрета – возврат к п. 2, с переводом проверенного действия в набор недоступных.

7) Реализация реконфигурации сети и проверка инициатором достаточности выполненного действия. В случае недостаточности возврат к п. 2.

Частные правила для принудительного потокораспределения:

Основным правилом является то, что приоритет при реконфигурации отдается варианту с минимальным количеством коммутаций.

2.4.3 Правила при разделении сети

Основные этапы работы МАС

1. Выявление снижения функциональности – появление инициатора(ов).
2. Поиск сечения деления.
3. Направление агентами смежным агентам запроса для получения разрешения на выполнение намечаемых/выполненных действий в контролируемом районе. Смежные агенты информируют своих «соседей» в случае изменения режима в контролируемых ими районах больше значения нечувствительности.

4. Направление смежными агентами участникам сообщений-разрешений или отправка сообщений с данными о выполненных изменениях агентам, находящимся в зоне принятия решений.

5. При разрешении агентами или отсутствии отказов синхронизация всех участников и назначение времени для действий или сохранение изменений. При наличии отказа – корректировка сечения и возврат к п. 3.

6. Реализация реконфигурации сети.

Частные правила:

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.

2.4.4 Правила при восстановлении сети

Основными этапами работы МАС при восстановлении сети являются:

1. Выявление восстановления функциональности агентами, вовлечёнными в процесс реконфигурации.

2. Инициирование любым агентом процесса восстановления.

3. Направление инициатором восстановления соседним агентам запроса для получения разрешения на выполнение намечаемых действий в контролируемом районе в установленное время.

4. Направление смежными агентами участникам сообщений-разрешений действий.

5. При разрешении агентами или отсутствии отказов, синхронизация всех участников и назначение времени для действий. При наличии отказа – оповещение смежных агентов об отмене восстановления и возврат всех агентов к п. 1.

6. Реализация восстановления сети.

Частные правила:

1. Восстановление выполняется агентами синхронно.
2. Восстановление целостности сети производится после ликвидации признаков аварии.
3. Синхронизация смежных (районов) подсистем разрешается при допустимых значениях разницы их частот и напряжений.

В процессе реконфигурации агенты могут выполнять действия самостоятельно (без получения разрешений на эти действия от соседних агентов) в случаях, когда производимые ими операции не приводят к изменению режима в контролируемом районе. Например, в схеме РУ высокого напряжения, показанной на рисунке 2.26, а, изменение состояний выключателей в РУ НН не приводит к изменению потокораспределения мощности в контролируемом районе. В случае перегрузки одного из трансформаторов и при наличии резерва на другом возможна разгрузка трансформатора за счет перераспределения нагрузки по шинам на стороне НН (рисунок 2.26, б).

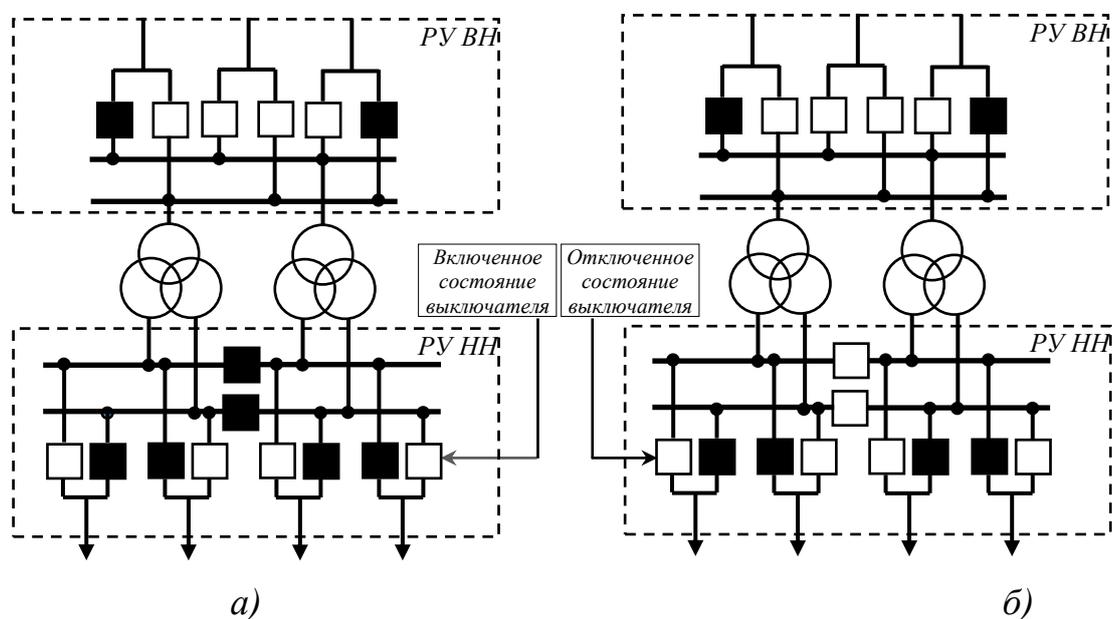


Рисунок 2.26 – Пример перекоммутации в РУ с выравниванием нагрузки трансформаторов без изменения потокораспределения в прилегающей сети

Деление по шинам в РУ ВН в общем случае меняет распределение мощности по примыкающим к ПС ветвям.

ВЫВОДЫ

Существующая концепция развития и эксплуатации энергосистем предполагает инвариантность к режимам схемы коммутации сети, которая имеет недостатки, такие как предрасположенность системы к каскадному развитию аварий и снижение надежности электроснабжения потребителей.

Для обеспечения функциональности энергосистемы, в зависимости от характера ее снижения, реконфигурация сети может использоваться для предотвращения перегрузки элементов сети, а также обеспечения надежности и живучести ЭЭС.

В отличие от традиционных энергосистем с концентрированной генерацией, в сетях Smart Grid функциональность в значительной степени обеспечивается именно изменением конфигурации электрической сети.

В распределительной сети централизованная реконфигурация невозможна в силу отсутствия, в том числе по причине экономической нецелесообразности, наблюдаемости режимов. Управление в распределительной сети должно быть децентрализованным, на основе мультиагентных технологий.

Проведенное исследование реконфигурации ЭЭС доказывает эффективность ее применения для обеспечения функциональности и надежности энергосистемы.

В соответствии с концепцией распределенного управления, в основу мультиагентной реконфигурации электрической сети должны быть положены контроль режима прилегающего района сети и общие (единые) принципы и базы правил.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ И СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ МУЛЬТИАГЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕКОНФИГУРАЦИЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для разработки алгоритмов реконфигурации определим возможные варианты действий агентов для выполнения общего правила о повышении функциональности в зоне взаимодействия при принятии решения каждым агентом (не ухудшения функциональности в контролируемых зонах других агентов).

Возможны два варианта на основе организации обратной связи агентов как реакции на выполняемые действия:

1) Отправка инициатором, участником запросов на разрешение действий *до реализации запланированного действия.*

2) Отправка инициатором, участником запросов на разрешение реализованных действий *после реализации действия.*

В первом случае у агентов должны быть средства моделирования или оценки планируемого режима, что может быть реализовано на основе экспертного блока, посредством его обучения, по реакциям режимных параметров на действия в эксплуатационных режимах.

Во втором случае решение об отказе или разрешении выполненного действия принимается после проверки агентом отсутствия недопустимого снижения функциональности в контролируемой им зоне.

Для дальнейшего анализа методов мультиагентного управления реконфигурацией электрической сети примем 2 подход.

3.1 Метод мультиагентной реконфигурации сети при перегрузке элемента

При перегрузке сетевого элемента основной задачей МАС является *проведение реконфигурации, приводящую к снижению загрузки перегружаемого*

элемента за счет дозагрузки разгруженных сетевых элементов, в первую очередь путем деления нагрузки и ЛЭП по шинам.

В цикле анализа режимных параметров контролируемого района сети, агент выявляет снижение функциональности, в устранении которого он заинтересован. Данный агент становится «инициатором» поиска мультиагентной системой варианта реконфигурации.

В первую очередь инициатор проверяет наличие доступных ему действий способных снизить перегрузку. Такими действиями могут быть:

- 1) Включение оборудования, находящегося в резерве.
- 2) Изменение баланса мощности в узле изменением генерации.
- 3) Разделение узла по шинам с различным балансом мощности (с предварительным распределением присоединений по шинам).
- 4) Отключение присоединений.
- 5) Комбинация 1-4 действий.

Схема РУ в процессе разделения по шинам перекоммутируется в зависимости от направления перетока мощности на перегружаемом элементе. Пример возможной перекоммутации приведен на рисунке 3.1.

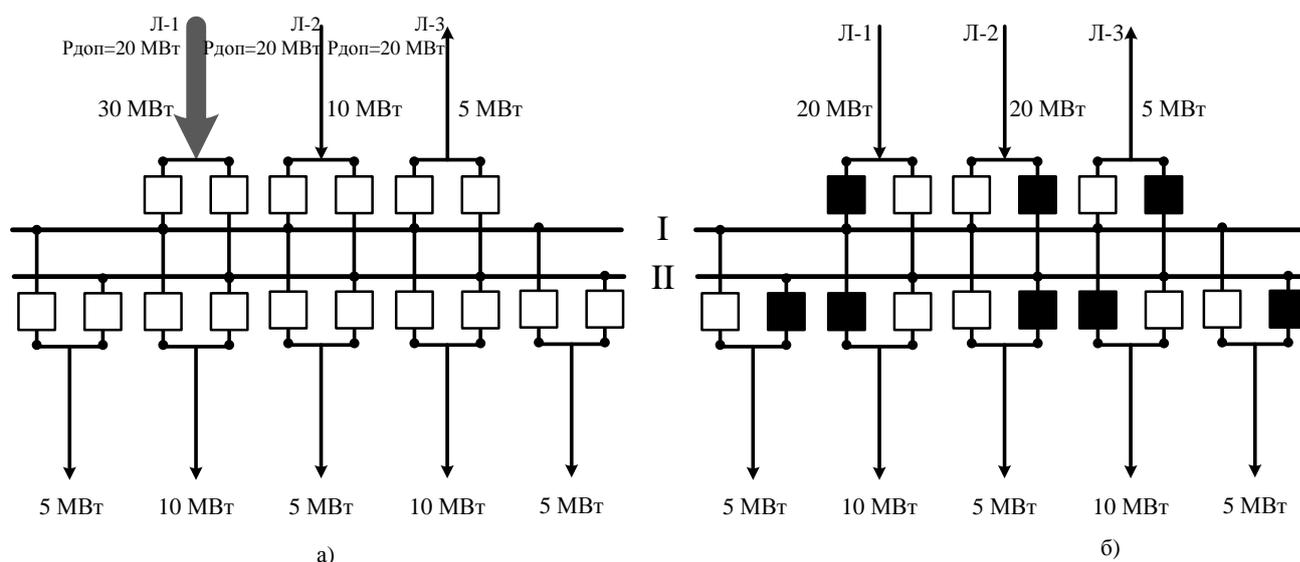


Рисунок 3.1 – Пример возможной перекоммутации

Для снижения перетока по Л-1 до допустимого значения можно перевести на 2 СШ часть нагрузки отходящих фидеров суммарной мощностью равной 20

МВт и саму Л-1, на 2 СШ – Л-2, остаток нагрузки и ЛЭП по которым мощность направлена от ПС агента-инициатора (Л-3). В результате можно получить режим показанный на рисунке 3.1 б). В случае перегрузки Л-2 можно отключить Л-3.

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 3.1, при значении нечувствительности равном 1 МВт, запросы направляются агентам узлов, связывающих инициатора по Л-1 и Л-2.

Далее 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 больше значения нечувствительности.

Обменные потоки сообщений содержат данные об узле, в котором произошла реконфигурация (в том числе один уникальный параметр, например его координаты), и время, когда закончилось изменение схемы РУ. Эти данные необходимы для исключения обработки агентами повторных запросов, информирующих об одних и тех же изменениях, и прекращения их ретрансляции. Сообщения ретранслируются только тем смежным агентам, по связям с которыми произошли изменения перетока мощности более значения нечувствительности (в данном примере 10 МВА), с исключением из анализа агента, от которого было получено сообщение. Процесс распространения сообщений с запросами и ответами на них в виде «разрешений» или «отказов» завершается в узлах агентов в контролируемых районах которых изменение перетока было менее значения нечувствительности.

При обнаружении нарушений ограничений обнаруживший это агент сообщает об отказе агенту, направившему ему запрос. Далее происходит передача сообщения-отказа агенту выполнившему действие. Приняв сообщение-отказ, агент отменяет выполненные действия и восстанавливает исходную схему сети или режим производства-потребления электроэнергии.

При отсутствии у инициатора сообщений «отказов», результат действия сохраняется. В случае исчерпания доступных инициатору действий он направляет сообщение смежным агентам с просьбой оказать помощь по разгрузке связывающих их элементов. Дальнейшие действия смежных агентов аналогичны первоначальным действиям инициатора.

После выполнения действий, инициатором осуществляется проверка отсутствия перегрузки. В случае недостаточности работа МАС повторяется.

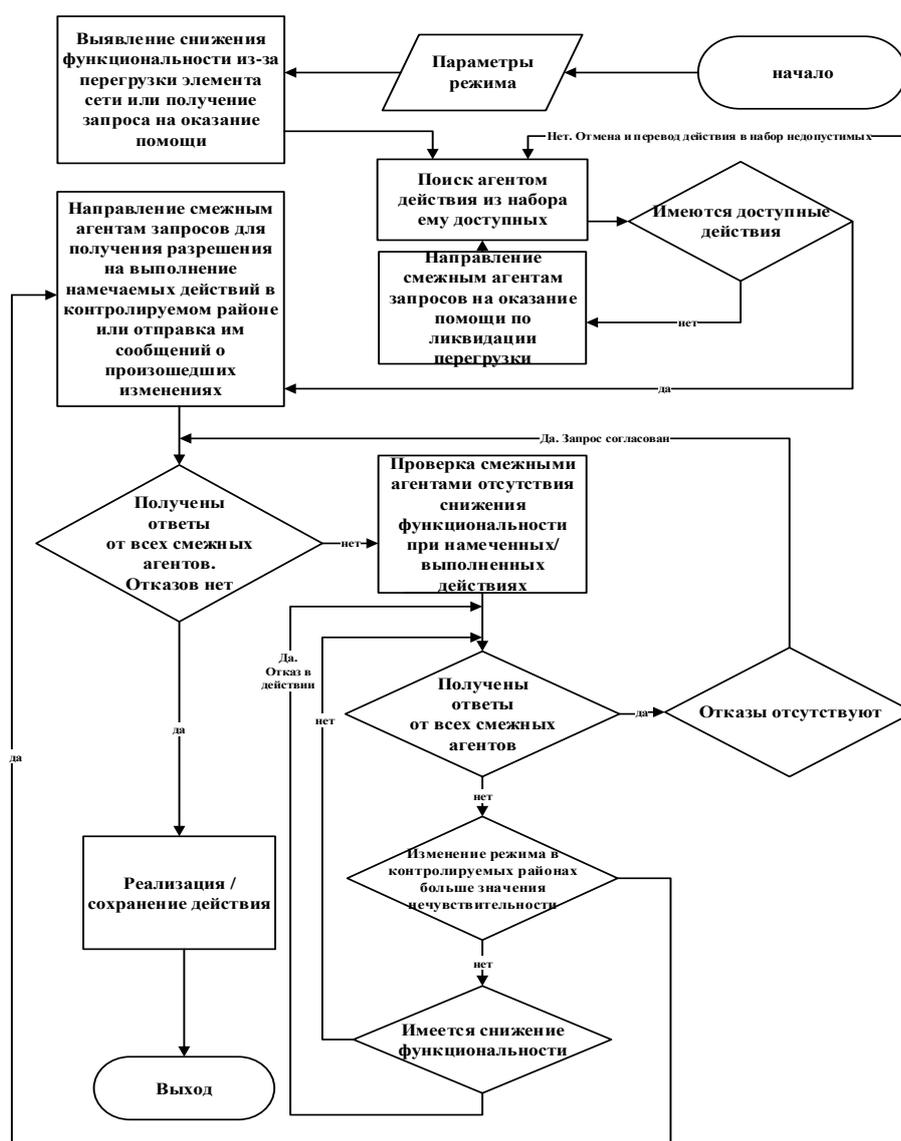


Рисунок 3.2 – Блок-схема действий агента при реконфигурации для снятия перегрузки сетевого элемента

На рисунке 3.2 приведена блок-схема действий агентов при принудительном потокораспределении.

Выбор оптимального действия из набора доступных для агента действий выполняется в зависимости от характера перегрузки. В первую очередь используются возможности по вводу оборудования находящегося в резерве, а также задействованию резервов по генерации. На рисунке 3.3 приведена блок-схема выбора действий агентов при принудительном потокораспределении.

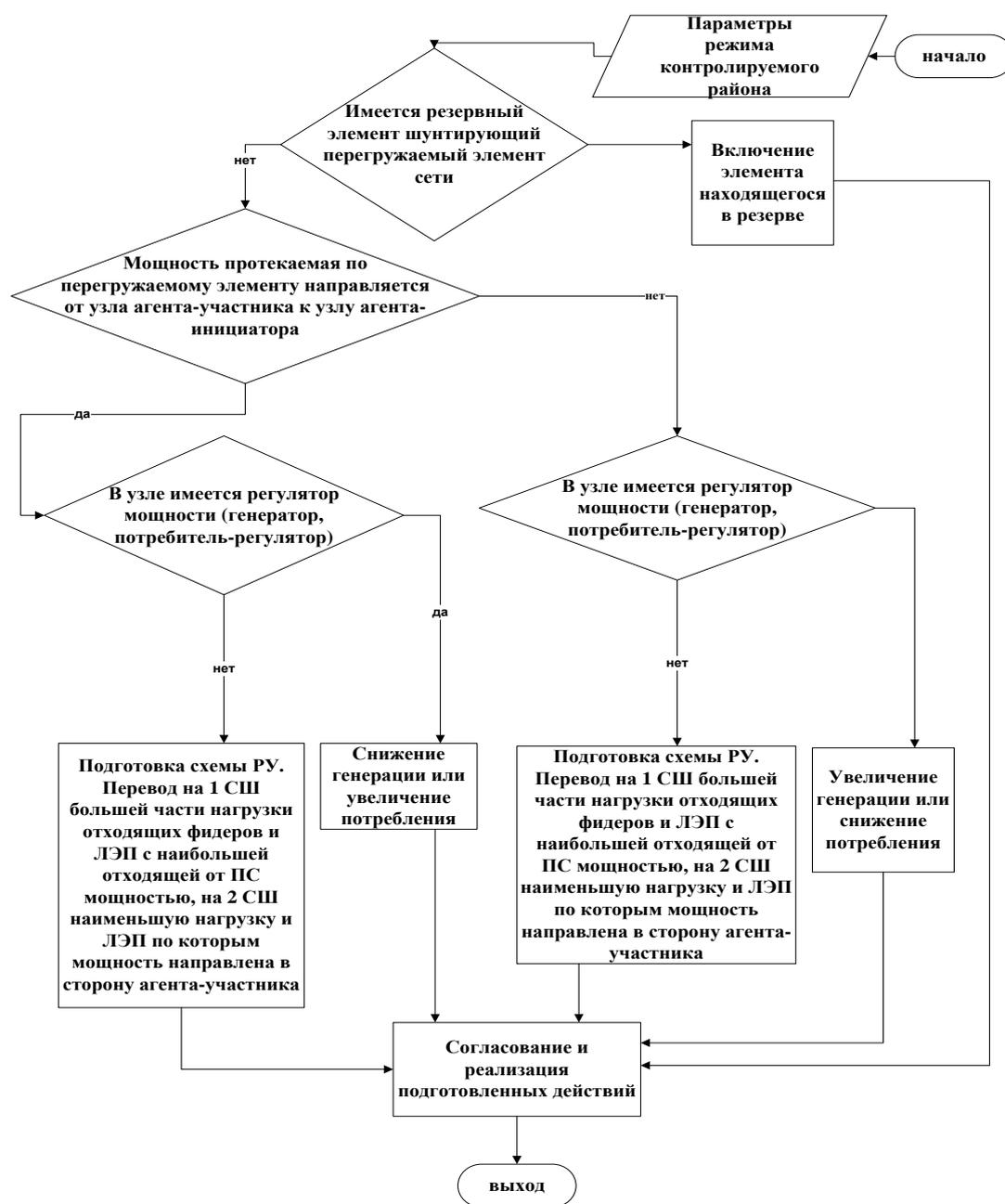


Рисунок 3.3 – Блок-схема выбора действий агента при реконфигурации для снятия перегрузки сетевого элемента

3.2 Метод мультиагентной реконфигурации сети для адаптивного деления энергосистемы

При внешней причине нарушения режима (недопустимом отклонении частоты или глубоком дефиците реактивной мощности) основной задачей МАС является проведение реконфигурации, приводящей к отделению подсистем на изолированную работу.

При этом для поиска сечений деления может быть использован базовый (предшествующий нарушению) режим потокораспределения в контролируемом районе сети (действия агентов выбираются на основе предшествующего потокораспределения). При нарушении режима по внутренней причине использование предшествующего нормального режима в контролируемом районе в общем случае невозможно, т.к. изменяется сама структура сети.

Поиск сечений деления может осуществляться периодически до возникновения аварийной ситуации (последний режим по которому было выбрано сечение деления является «опорным режимом»), а также в темпе процесса.

Агенты генераторных узлов периодически распространяют сообщения, на основании которых принимается решение о перекоммутировании на каждой ПС сети.

После выявления агентами, в контролируемых районах которых зафиксировано глобальное отклонение частоты или напряжения, ими осуществляется деление по последнему определенному сечению.

Принципиальным моментом работы 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.

Алгоритм начинается с распространения сообщений агентами МГ. Агенты генераторных узлов посылают соседним узлам информацию, состоящую из 4 значений:

$N_{ген}$ – уникальный номер генератора (который «набирает» нагрузку потребителей для выхода в островной режим);

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

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

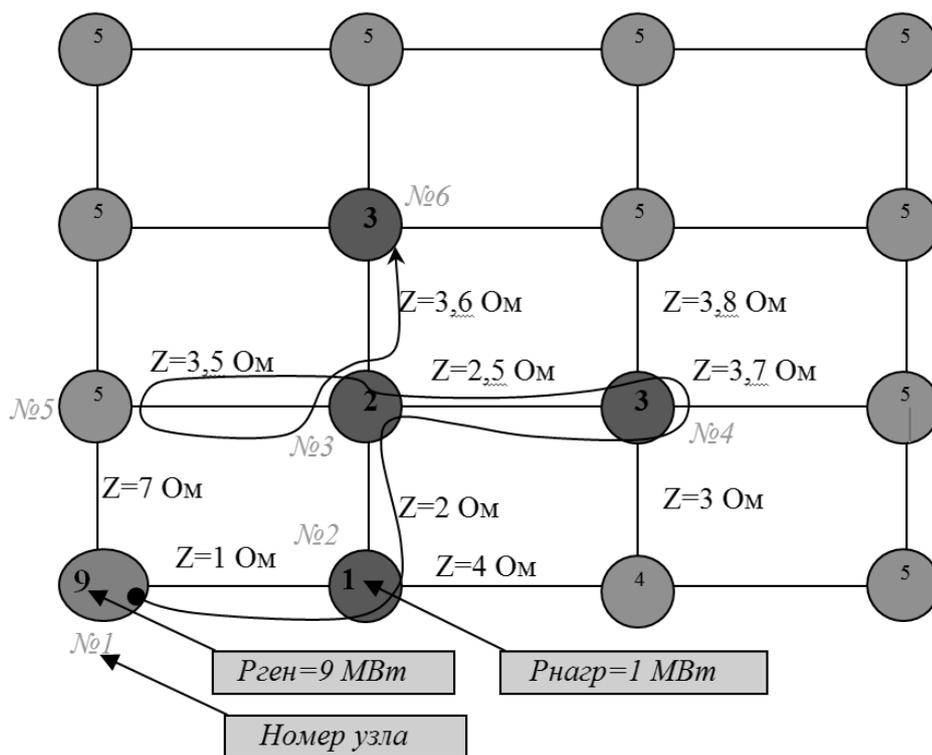
Z_{min} – минимальное сопротивление ЛЭП из перечня ЛЭП прилегающих к узлу пославшему сигнал (за исключением ВЛ связывающей пославший и принявший сигнал узлы).

Агенты генераторных узлов передают данные об имеющихся резервах генерации по сети, а агенты узлов потребления используют резерв полностью или частично, выбирая наиболее оптимальные варианты разделения узла. При недостатке резервов генерации агенты нагрузочных узлов, приняв сообщение, принимают решение о разделении узла с учетом его комбинаторики, и ретранслируют далее данные с корректировкой, учитывающей реализованные действия, в том же формате.

$P_{рез}$ (или $P_{нагр\ необх}$) корректируется (значение $P_{рез}$ уменьшается на значение потребления узла принявшего сообщение и далее передается смежному агенту). Узел, линия связи 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} по такому принципу позволяет организовать активизацию наиболее электрически ближайших к агентам генераторных узлов агентов узлов потребления.

При прохождении сообщения через узел нагрузка которого превышает имеющийся резерв по генерации, первоначально данный узел пропускается, и рассматриваются другие смежные узлы. При отсутствии подходящих узлов нагрузки, для обеспечения сбалансированного деления, учитывая комбинаторные возможности узла, производится деление по шинам.

На рисунке 3.4 показан пример работы агента при прохождении им узла с нагрузкой, превышающей имеющийся резерв по генерации. Вместо узла номер 5 выбирается узел с номером 6 (рисунок 3.4 а). На рисунке 3.4 б) показан пример работы агента при делении по шинам. В результате деления появляется новый агент, соответствующий одной из шин РУ, далее участвующий в работе мультиагентной системы наряду со всеми остальными.



а)

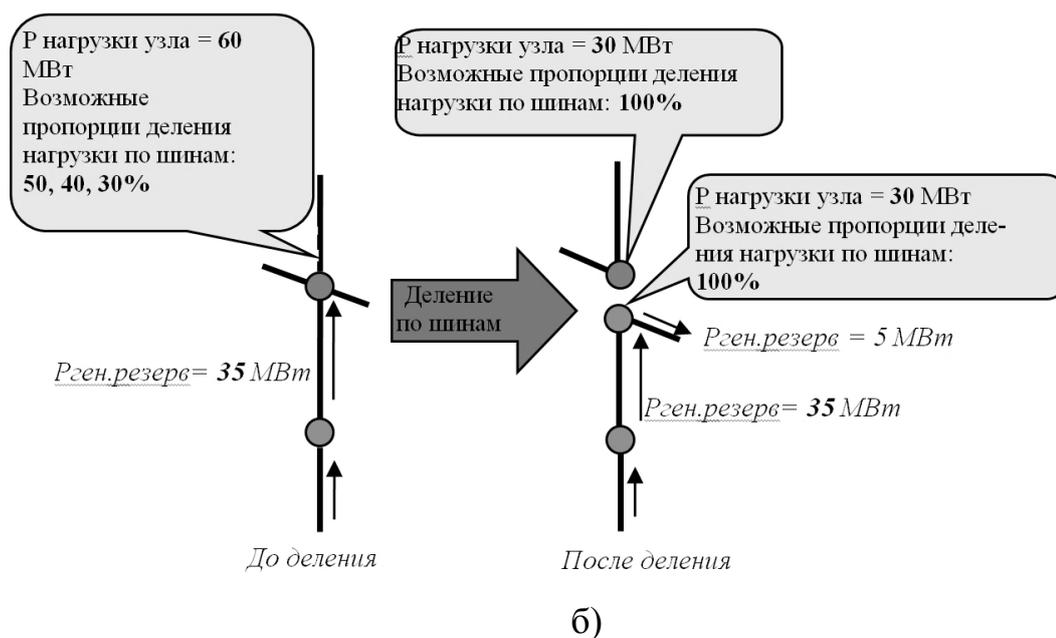


Рисунок 3.4 – Иллюстрация деления по шинам

Для упрощения алгоритмов модели, трансформатор, связывающий распределительную сеть с ЕЭС (рисунок 3.5, а), представляется в виде источника генерации с рабочей мощностью, равной значению номинальной мощности трансформатора (рисунок 3.5, б).

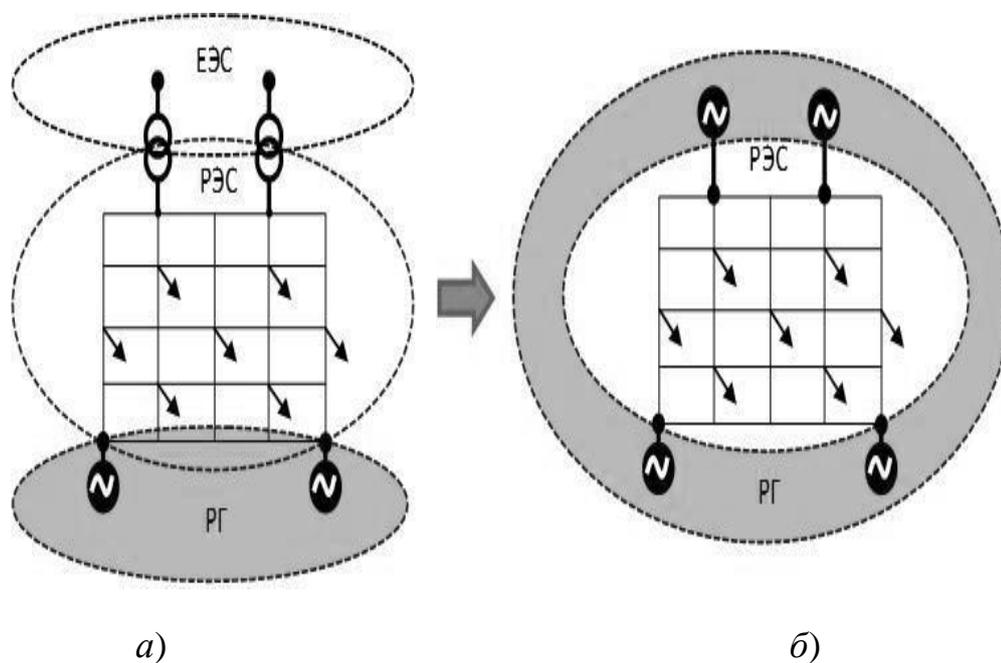


Рисунок 3.5 – Упрощение модели

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 узлов сохраняющих включенное состояние элементов сети, соединяющих смежные узлы при возникновении аварийного режима.

Блок-схема алгоритма поиска сечений деления приведена на рисунке 3.6.



Рисунок 3.6 – Блок-схема поиска сечений деления при адаптивном делении ЭЭС

После обработки входной информации, активным агентом направляется информация в том же формате смежному агенту. Процесс продолжается до полного набора мощности генератором ($P_{рез}=0$).

Для обеспечения первоочередного прохождения сигналов от генераторов ко всем прилегающим к узлам генерации, агент генераторного узла может принудительно задать значения сопротивлений прилегающих к МГ ветвей равными нулю.

На рисунке 3.7 показан пример распространения сигналов МАС при взаимодействии агентов в процессе поиска сечения деления.

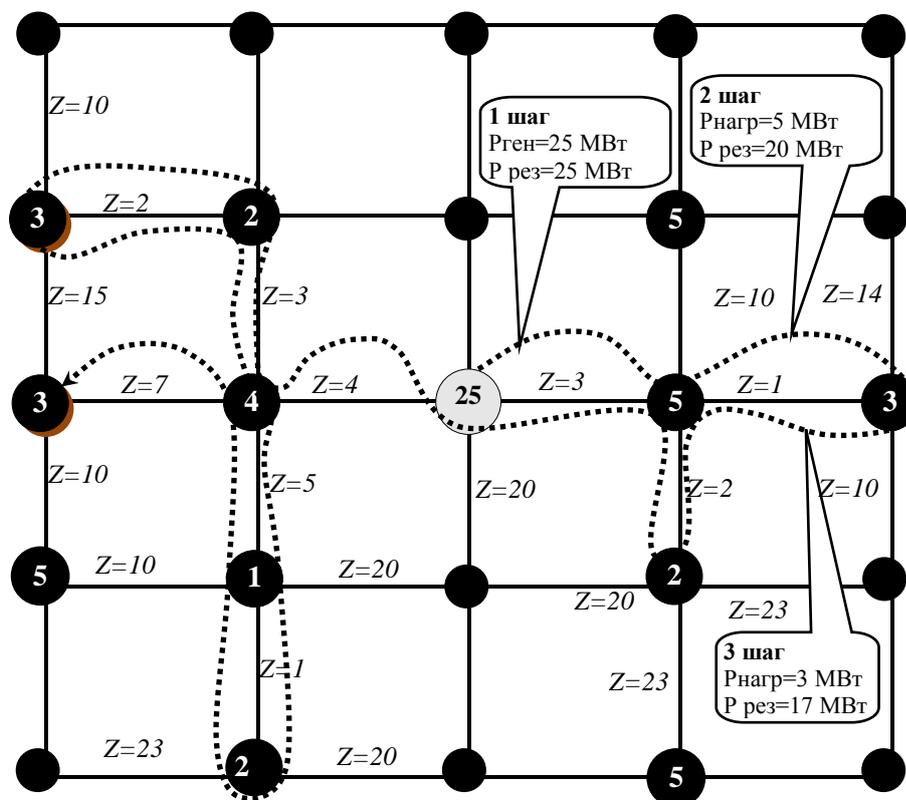


Рисунок 3.7 – Распространение сигналов МАС при поиске сечения деления

При прохождении сообщения через агенты узлов, нагрузка в которых обеспечена генерацией, сообщение ретранслируется (без изменения значения $P^{нагр}_{необх}$) до полного исчерпания резерва мощности генератора. Незадействованная резервная мощность «циркулирует» по сети, таким образом «острова» укрупняются, что также повышает надежность ЭЭС.

3.3 Метод мультиагентной реконфигурации сети при восстановлении системы

После выявления восстановления функциональности агентами, вовлечёнными в процесс реконфигурации, задачей МАС является проведение реконфигурации, приводящей к синхронизации подсистем с восстановлением параллельной работы.

Агенты начинают «переговоры» о восстановлении нормальной схемы сети и, после получения разрешения на выполнение намечаемых действий в контролируемом районе, агенты «договариваются» о времени реализации действий. На рисунке 3.8 приведена укрупненная блок-схема алгоритма восстановления сети.



Рисунок 3.8 – Блок-схема алгоритма восстановления сети

3.4 Программа имитационного моделирования энергосистемы с мультиагентной реконфигурацией сети

Для апробирования алгоритмов мультиагентной системы реконфигурации электрической сети была разработана программа, в которой реализовано вышеописанное поведение агентов в соответствии с общими и частными правилами.

Необходимость в разработке программы вызвана отсутствием доступных программных вычислительных комплексов оптимально объединяющих в себе следующие компоненты: среду программирования, блок расчетов электрических режимов (для систем постоянного и переменного тока), развитую систему управления базами данных, механизм организации параллельных вычислений, а также простую интерактивную графическую платформу (для отображения и редактирования схемно-режимных параметров электрической сети).

Таблица 3.1 – Сравнение программно-вычислительных комплексов

Название ПО	Наличие следующих компонентов:				
	среда программирования	блок расчетов электрических режимов	СУБД	блок организации параллельных вычислений	Графический блок
RastrWin	+ (VBS)	+	+ (MetaKit)	-	±*
MatLAB	+	-	-	+	-
Java Agent Development Framework	+ Java	-	+	+	-
EUROSTAG	-	+	-	-	+
АНАРЭС	-	+	+-	-	+
DIgSILENT PowerFactory	+ Python	+	+	-	+
ДАКАР	-	+	-	-	+
PSS®E	+ Python API	+	+ PSS DB	-	+
MUSTANG	-	+	-	-	-
ПО «Определение изменений коммутационного состояния электрической сети при МА управлении»	+ C#	+	+ PostgreSQL	+	+

* - ± так как имеющиеся графические инструменты не позволяют менять топологию сети из графического редактора, что затрудняет исследование работы МАС ввиду сложности изменения топологии сети.

Программа разработана в среде Visual Studio с использованием объектно-ориентированного языка программирования C# (C Sharp). Графический блок разработан с применением расширяемого языка разметки XAML. В качестве СУБД в ЦМ применена свободная объектно-реляционная система PostgreSQL.

В таблице 3.1 приведены сравнительные данные по ряду программных продуктов, потенциально пригодных для решения задачи моделирования мультиагентных алгоритмов в задаче управления режимами ЭЭС.

Анализ показал, что имеющиеся программные средства не имеют в своем составе необходимых средств моделирования мультиагентной системы управления применительно к задаче реконфигурации электрической сети. Создание недостающих компонентов средствами программирования встроенными в программно-вычислительные комплексы усложняется наличием промежуточных звеньев (application programming interface - API), что снижает надежность системы, а также ограничением по возможностям встроенных языков программирования (Visual Basic Scripting Edition - VBS).

Разработка МАС, как независимого проекта, имеет существенные преимущества в скорости работы МАС (т.к. отсутствуют лишние задачи), а также удобстве в использовании. При этом нет ограничений по размеру МАС и объемам базы данных.

Разработка МАС в Visual Studio предоставляет доступ практически ко всем инструментам Microsoft. Созданная МАС не имеет зависимости от разработчика ПО (в части лицензий, поддержки версий ПВК). В дальнейшем разработанная МАС или ее блоки могут быть взяты за основу новых подобных систем, а также МАС может быть интегрирована с современными ПВК посредством технологий Component Object Model.

Моделирование мультиагентного адаптивного деления ЭЭС. Для проверки работоспособности предложенных методов и алгоритмов МАС выполнена реконфигурация сети на тестовой схеме имитационной модели постоянного тока. Исследование работы МАС в реальных схемах переменного

тока и сравнение результатов работы МАС с централизованными подходами выполнено в следующей главе.

На рисунке 3.9 представлены результаты моделирования действий агентов, при возмущении во внешней сети в схеме с 22 узлами (4 генераторных, 18 нагрузочных) и 34 ветвями. Пунктирными линиями выделены узлы, образующие области, переходящие в островной режим работы. Полная схема представлена на рисунке А.11 Приложения А.

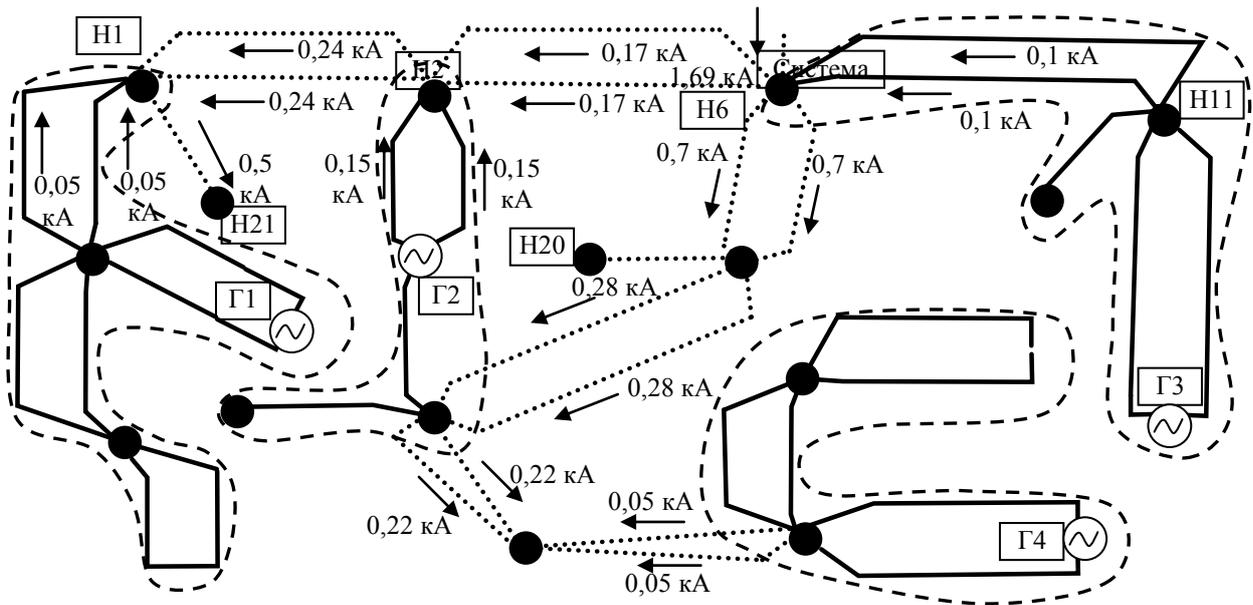
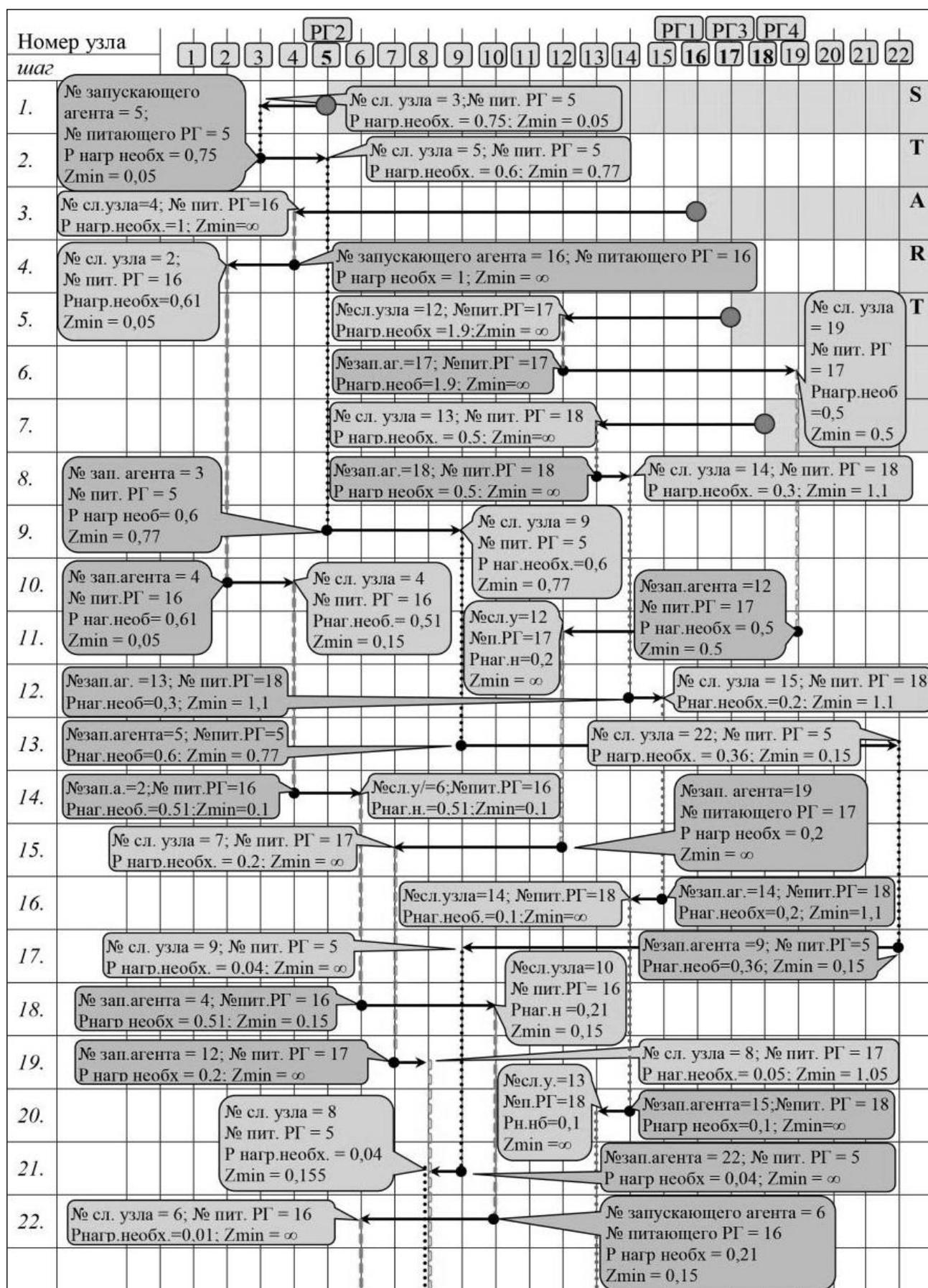


Рисунок 3.9 – Результат работы МАС поиска сечений деления

На рисунке 3.10 представлен процесс обмена сообщениями между агентами имитационной модели в процессе работы МАС.



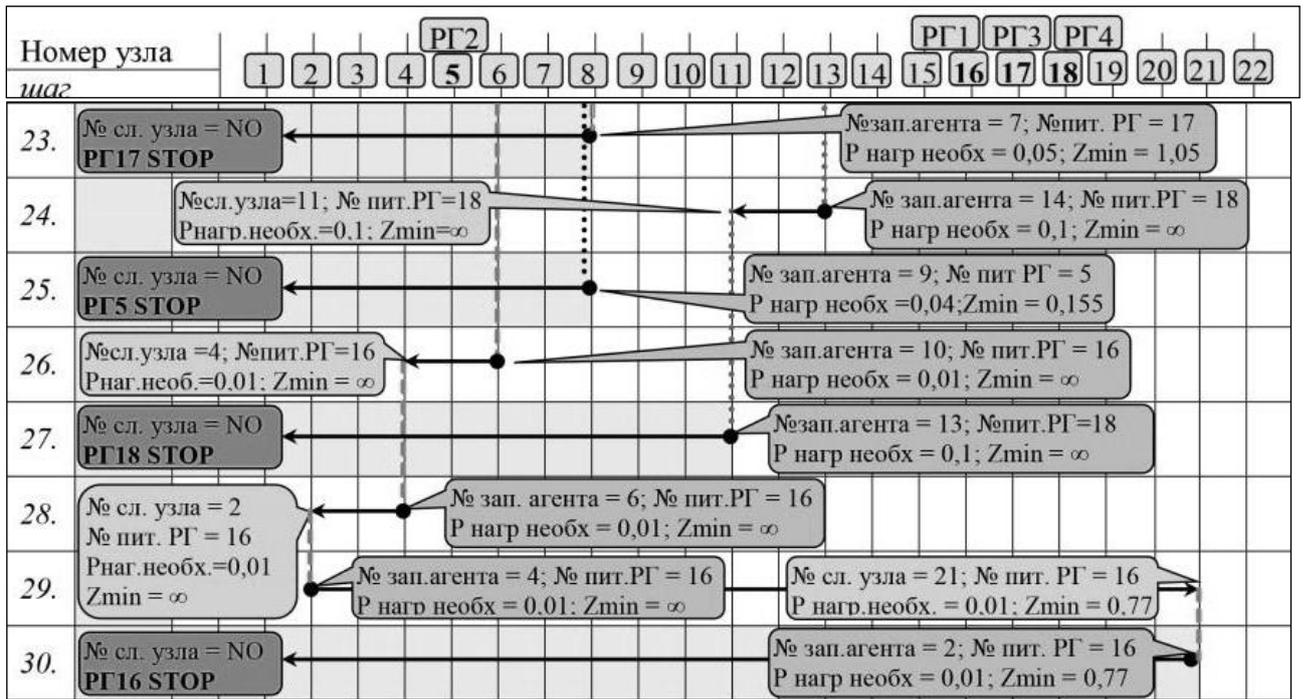


Рисунок 3.10 – Информационный обмен между агентами в процессе поиска сечений деления

ВЫВОДЫ

Проведенные исследования по реконфигурации ЭЭС доказывают осуществимость децентрализованной реконфигурации и работоспособность предложенных алгоритмов МАС, основанных на локальности контроля режима и наличии правил поведения агентов.

Отсутствие в разработанной МАС уникальных центральных элементов делает МАС высоконадежной, так как при потере любого из агентов она способна адекватно функционировать.

Разработанная программа моделирования режимов ЭЭС с МАС реконфигурации сети может быть использована при проектировании МАС, дальнейшего совершенствования алгоритмов МАС.

ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНФИГУРАЦИИ СЕТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И ЖИВУЧЕСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОЙ ПРОГРАММЫ

Для подтверждения адекватности предложенных методов и эффективности мультиагентной реконфигурации электрической сети по разработанной программе выполнено моделирование реальных объектов с МАС, поведение агентов которой запрограммировано в соответствии с приведенными выше правилами. В качестве объектов принимались как существующие традиционные энергосистемы, так и новые, представляющие собой электрические сети с распределенной малой генерацией.

Развитие малой генерации сопровождается трудностями в обеспечении надежности электроснабжения и энергоэффективности работы электростанций. Высокая чувствительность некоторых из них к динамическим изменениям нагрузки ограничивает сферу их применения и затрудняет автономную работу [54-56].

Присоединение малой генерации к существующим сетям централизованного энергоснабжения вызывает необходимость значительной и дорогостоящей реконструкции подстанций, автоматики, релейной защиты и системы оперативного управления режимами сети из-за роста токов короткого замыкания, возникновения реверсивности потоков мощности и необходимости использования направленных защит [57].

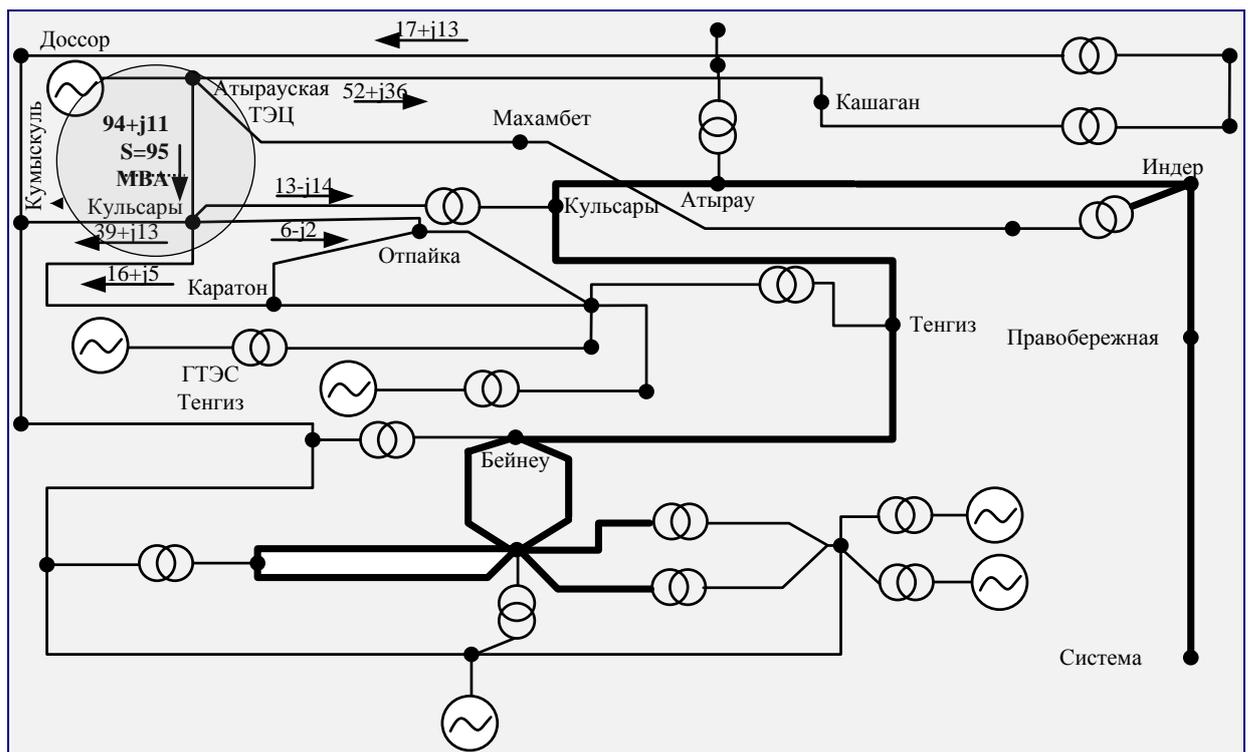
Объединение МГ в изолированно работающие энергосистемы, находящиеся на территории централизованного энергоснабжения, позволяет извлечь основные системные преимущества, а также обеспечить взаимное резервирование объектов энергоснабжения как самой ИРЭС от Единой энергосистемы, так и наоборот.

Создание ИРЭС с системообразующей сетью на генераторном напряжении дает возможность легко подключать к ней, как новых потребителей, так и новых источников малой генерации.

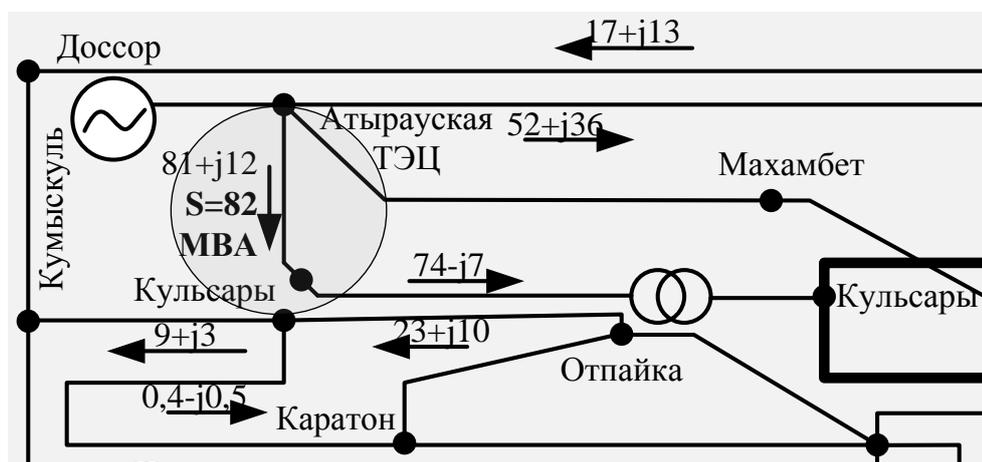
Следует отметить, что использование системообразующей сети на генераторном напряжении делает ее малозатратной как по капитальным вложениям, так и по эксплуатационным расходам.

4.1 Исследование мультиагентной реконфигурации сети в традиционной энергосистеме

Моделирование мультиагентной реконфигурации электроэнергетических систем для снижения перегрузки элемента сети. Исходная схема представляет собой электрические сети Западной части ЭЭС Республики Казахстан (Атырауской и Мангистауской областей) номинального напряжения 220/110 кВ (рисунок 4.1 а).



а)



б)

Рисунок 4.1 – а) Исходный режим ЭЭС. б) Фрагмент ЭЭС после реконфигурации

В исходной схеме перегружена ВЛ между узлами 22 и 24 (Атырауская ТЭЦ-ПС Кульсары).

Работой МАС произведена реконфигурация, в результате которой на ПС Кульсары шины электрически разделены, а часть ВЛ была переключена на 1 СШ, другая часть – на 2 СШ. С учетом возможной комбинаторики по распределению нагрузок по шинам на 2 СШ была переведена минимально возможная нагрузка (6 МВт из суммарной нагрузки 20 МВт) с сохранением связи с АТ ПС Кульсары. Результат реконфигурации в укрупненном виде показан на рисунке 4.1 б). Полные схемы со значениями перетоков активной (в МВт) и реактивной мощностей (в МВАр), напряжения (в кВ) и нагрузки в узлах (со знаком «-» – потребление, «+» – выработка) приведены на рисунках А.12, 13 приложения А).

На рисунке 4.2 представлен граф распространения сигналов МАС, а в таблице 4.1 приведены основные фрагменты «переговоров» агентов, полученные из протокола работы МАС в процессе реконфигурации (полный текст переговоров агентов приведен в приложении Б).

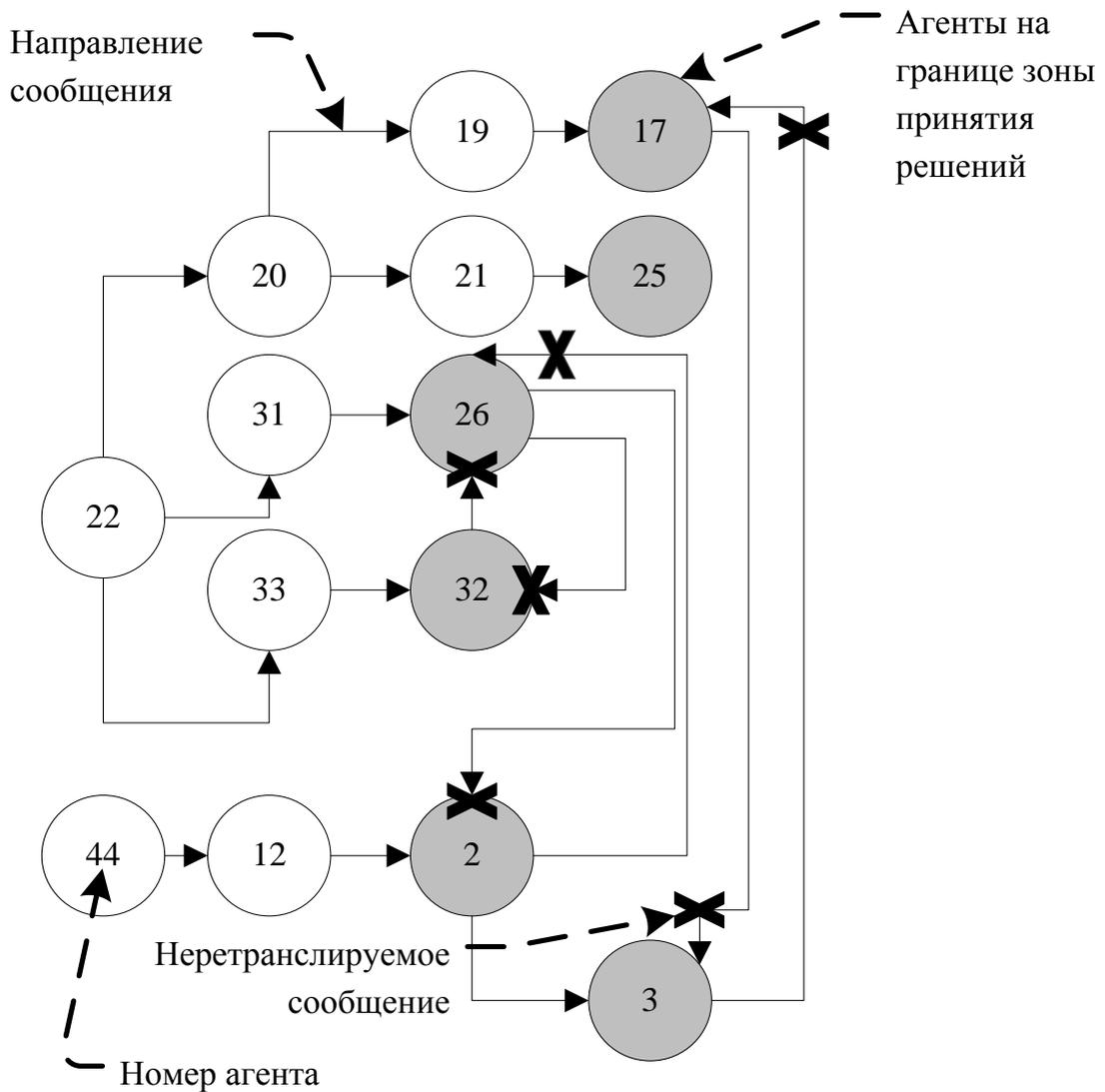


Рисунок 4.2 – Распространение сообщений МАС

Таблица 4.1 – Информационный обмен между агентами в процессе реконфигурации

Действия МАС	Примечания
<p><i>Начало работы МАС. Активация агентов узлов...</i></p> <p>Активированы агенты № 1–22</p> <p>Перегрузок ВЛ, примыкающих к узлам 1–21, нет</p> <p>Активирован агент № 22. ВНИМАНИЕ! Имеется перегрузка ВЛ, примыкающих к узлу № 22 на связях с узлом № 24</p> <p>Активирован агент № 23. Перегрузки ВЛ, примыкающих к узлу 23, нет</p>	<p>На данном шаге все агенты анализируют ситуацию в контролируемом районе на наличие перегрузки</p> <p>Агентами № 22 и 24 обнаружена перегрузка ВЛ 22–24</p>

Продолжение таблицы 4.1

<p>Активирован агент № 24. ВНИМАНИЕ! <i>Имеется перегрузка ВЛ, примыкающих к узлу № 24 на связях с узлом № 22</i> Активированы агенты № 25–43 Перегрузок ВЛ, примыкающих к узлам 25–43, нет</p>	
<p>ВНИМАНИЕ! Выполнена реконфигурация в узле 22</p>	<p>Агент № 22 выполнил доступный ему вариант реконфигурации в своей схеме РУ</p>
<p>Имитация действия агента</p>	<p>Произведен расчет установившегося режима, имитирующий реконфигурацию, для последующего поиска перегрузов в новой схеме</p>
<p>МАС приступает к поиску перегрузок в новой схеме... Следующие узлы, которым будет передано сообщение от агента узла с изменившейся схемой РУ: 20.12.31.33. Начало распространения сообщений по сети...</p>	<p>МАС приступает к анализу полученной в результате реконфигурации схемы сети на наличие перегрузок. Сообщения передаются от агента, который выполнил действие (№ 22), к соседним агентам, по связям с которыми произошло изменение перетока мощности более величины нечувствительности (в нашем примере это агенты № 20, 12, 31, 33). Данные агенты является первыми агентами, вошедшими в зону принятия решений.</p>
<p>Всего активных агентов = 4 Активирован агент № 20 Исключена из анализа ВЛ, связывающая с агентом, который отправил сообщение: 20–22 Перегрузки ВЛ, примыкающих к узлу 20, нет Следующие узлы №: 19.21. Всего активных агентов = 5 Активирован агент № 12 Исключена из анализа ВЛ, связывающая с агентом, который отправил сообщение: 12–44</p>	<p>Агентами производится отправка/прием запросов, на основании которых анализируется ситуация в контролируемом районе и принимается решение о разрешении или отказе. В случае отказа изменения схемы (в нашем примере выполненные агентом № 22) происходит процесс отмены выполненных действий.</p>

<p>Изменение мощности по ВЛ 12–13 меньше допустимой величины Перегрузки ВЛ, примыкающих к узлу 12, нет Следующие узлы №: 2. ... Активированы агенты № 31, 33, 19, 21, 2, 26, 32, 17, 25, 26, 3 ... Всего активных агентов = 5 Активирован агент №2 Не подлежит ретрансляции сообщение от узла 26 в узле 2 Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сообщений нет ... Активирован агент № 32, 26, 3 ... Всего активных агентов = 1 Активирован агент № 17 Не подлежит ретрансляции сообщение от узла 3 в узле 17 Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сообщений нет</p>	
<p>Активных агентов нет. Работа МАС успешно завершена.</p>	<p>Отсутствие агентов в зоне принятия решений означает, что необходимости в реконфигурации сети нет. Система переходит в режим циклического анализа (шаг № 1).</p>

Моделирование мультиагентной реконфигурации электроэнергетических систем при адаптивном делении

Для проверки адекватности работы МАС при адаптивном делении сети проведено исследование реальной электрической сети, представляющей южные области энергосистемы Республики Казахстан. Схема состоит из 103 ветвей, 73

узлов, из них 68 нагрузочных и 5 генераторных. Нагрузки и генераторы заданы мощностями в МВт (потребление со знаком «-»).

На рисунке 4.3, в укрупненном виде представлен результат моделирования действий агентов, при возмущении во внешней сети в максимум потребления 19 декабря 2013 года, где один узел (ПС Миргалимсай) был разделен по шинам.

Пунктирными линиями выделены узлы, образующие области, переходящие в островной режим работы.

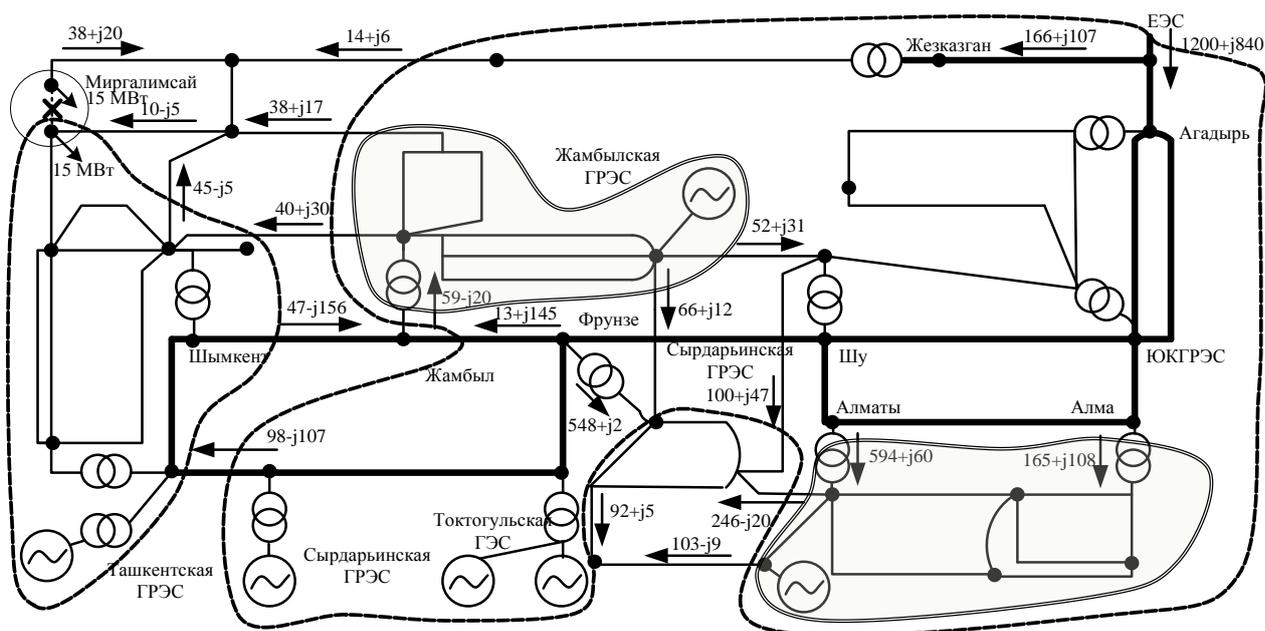


Рисунок 4.3 – Результат работы МАС поиска сечений деления на час максимума потребления 19 декабря 2013 года

Результаты моделирования показывают, что сечения деления меняются в течение суток. В час максимума схема разделена на 3 «острова», в час минимума образован 1 остров с 5-ю источниками генерации в нем. В час ночного минимума потребления в трех узлах (ПС Чулак, Жамбыл, Шелек) было выполнено деление по шинам. Полные схемы и режимы после реконфигурации представлены на рисунках А.14-15 Приложения А.

Для сравнения результатов работы МАС с традиционной автоматикой на этих же рисунках показаны сечения деления (двойной сплошной линией), выполняемые централизованной автоматикой деления.

В схеме деления определенной МАС объем отключенной нагрузки в южной части энергосистемы Казахстана составляет порядка 350 и 200 МВт в часы максимума и минимума соответственно. Объемы ограничений при работе традиционной автоматики деления в аналогичные часы составляют порядка 1100 и 900 МВт соответственно. Таким образом, объем ограничений снижен на более чем в 2 раза.

Выполненный анализ подтверждает адекватность и эффективность работы МАС.

4.2 Исследование мультиагентной реконфигурации сети в изолированно работающей энергосистеме с синхронной распределенной малой генерацией

Исходная, взятая для анализа, ИРЭС (рисунок 4.4) представляет собой кольцевую схему, образованную КЛ 10 кВ с тремя источниками генерации. Электроснабжение части нагрузки на ПС Сосновка, Шлюзовая и Сеятель осуществляется от районной распределительной электрической сети, другая часть, работая в составе ИРЭС, получает электроэнергию от объектов малой генерации.

В составе ИРЭС входит система энергоснабжения жилмассива «Березовый» (г. Новосибирск), на базе собственной газопоршевой электростанции с установленной мощностью 10 МВт (5 ГПА x 2 МВт).

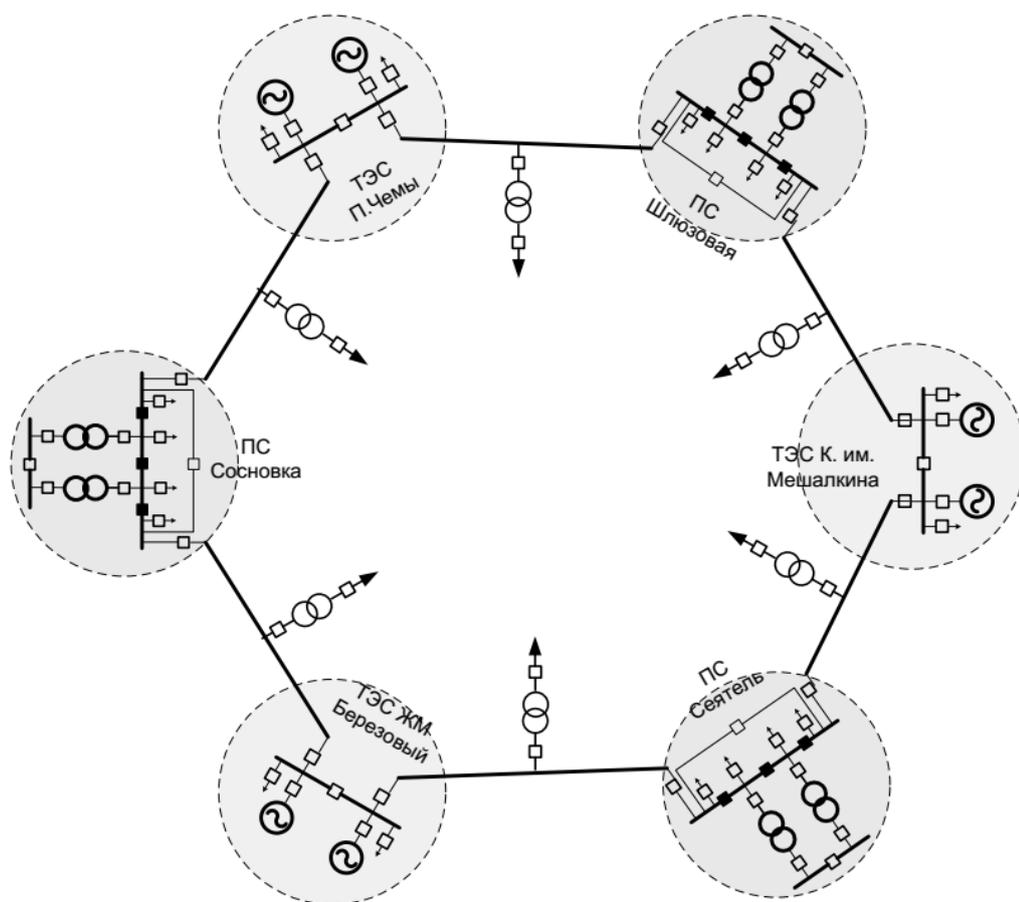


Рисунок 4.4 – Принципиальная схема электрической части ИРЭС

От шин 10 кВ электростанций, ПС и РП отходят фидеры до трансформаторных пунктов, где напряжение снижается до 0,4 кВ. КЛ обладают малым сопротивлением ввиду их малой протяженности. Сети 10 кВ и 0,4 кВ связаны понижающими трансформаторами со значительным сопротивлением.

Структура ИРЭС является надежной, каждый узел имеет двухстороннее электроснабжение. Схемы распределительных устройств обладают комбинаторикой, позволяющей переводить часть нагрузки на электроснабжение от малой генерации или от районной сети (в качестве аварийного резервирования), сохраняя или разрывая кольцевую схему.

Структура сети после сбалансированного деления работой МАС на примере ИРЭС представлена на рисунке 4.5. Полная схема и режим сети после реконфигурации показан на рисунке А.16 Приложения А.

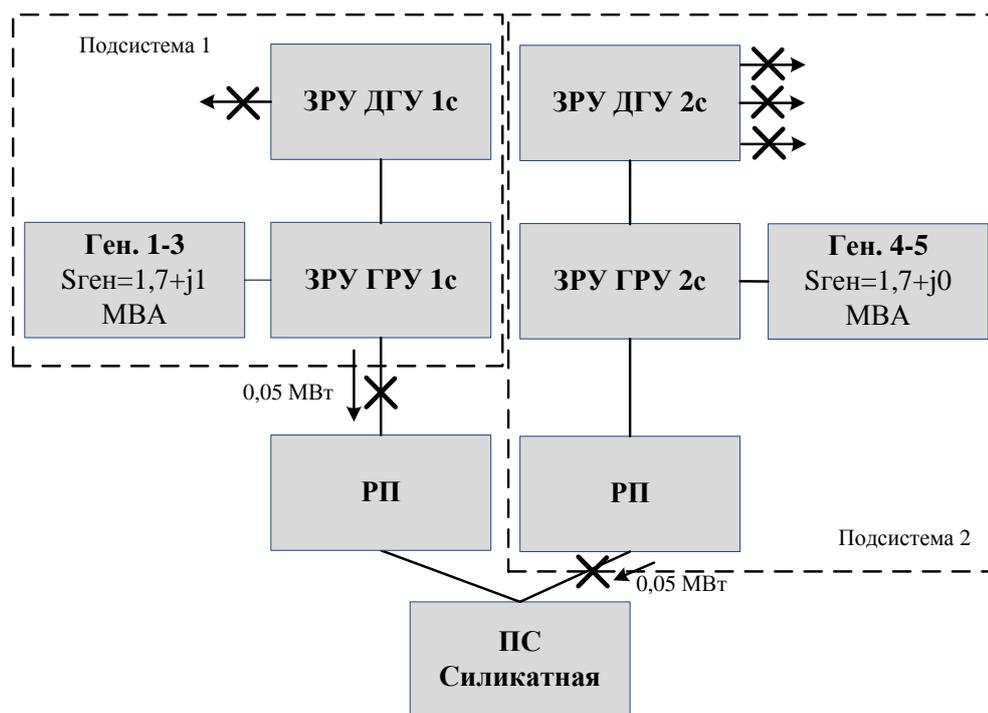


Рисунок 4.5 – Результат выделения сбалансированных районов составе изолированно работающей энергосистемы в г. Новосибирске

Структура сети ИРЭС позволяет ей работать относительно ЕЭС в двух режимах, возможности адаптивного деления для которых отличаются:

- 1) Изолированно от ЕЭС (трансформатор 110/10 на ПС Силикатная отключен).
- 2) Параллельно с ЕЭС (трансформатор 110/10 на ПС Силикатная включен).

При изолированной работе ИРЭС крупные возмущения (КЗ в кабельных линиях, ЗРУ) приводят к изменению частоты в сети. При этом, как правило, синхронная работа РМГ сохраняется ввиду незначительных расстояний между ними и, соответственно, небольшим сопротивлением.

При запуске МАС на поиск сечений для деления, обеспечивающих максимально сбалансированное отделение подсистем, в результате определяются 3 подсистемы.

При параллельной работе ИРЭС с ЕЭС экстраординарные возмущения приводят к асинхронному режиму всего острова с РМГ относительно ЕЭС.

В данном режиме имеется альтернативный вариант сохранения электроснабжения отдельных потребителей. При наличии резервов по загрузке трансформаторов на ПС Силикатная более чем текущая загрузка энергоблоков

ГПУ, возможно отключение этих энергоблоков генераторными выключателями. Это приведет к допустимому набросу мощности на трансформаторы и ликвидирует асинхронный режим.

Снятие ограничений может производиться по мере ввода доступных резервов генерации в подсистемах, либо после синхронизации с ЕЭС. В зависимости от технических ограничений ГПА, допустимость включения конкретного присоединения определяется доаварийным перетоком по этому присоединению.

4.3 Анализ расчетных условий, нормативных требований к устойчивости и живучести при проектировании традиционных энергосистем и энергосистем с распределенной малой генерацией

В традиционных больших энергосистемах требования по обеспечению устойчивости параллельной работы электростанций отражены в руководящих указаниях по устойчивости и противоаварийной автоматике. Применительно к ИРЭС необходимо разработать специальные требования, учитывающие их схемно-режимные особенности, в т.ч. малую механическую инерционность генерирующих блоков.

Для обоснования требований по обеспечению устойчивости параллельной работы генераторов и надежности электроснабжения потребителей выполним анализ особенностей схемно-режимных свойств ИРЭС с электрической сетью.

Выявление схемно-режимных свойств таких ИРЭС необходимо производить с учетом применения для объединения станций в городской зоне на генераторном напряжении ЛЭП в кабельном исполнении и ЗРУ. При этом нормативные возмущения, обоснованные для системообразующей сети, не могут рассматриваться в качестве расчетных в ИРЭС и должны быть переопределены.

Наиболее вероятными расчетными возмущениями в ИРЭС являются КЗ в сети 0,4 кВ, так как КЛ и ЗРУ являются надежными элементами системы. В

качестве расчетных возмущений также следует принимать коммутации фидеров и отключения энергоблоков на объектах малой генерации.

Отключения системообразующих КЛ и ЗРУ можно рассматривать как *экстраординарные возмущения*, сохранение устойчивости режимов ЭЭС для которых не является обязательным условием при проектировании системы.

Для проектируемой ИРЭС «Академическая» были проведены моделирование и анализ многообразия нормальных и аварийных режимов с целью определения расчетных условий и требований по устойчивости и живучести к ним при проектировании подобных систем.

В результате анализа схемно-режимных свойств ИРЭС «Академическая» были обоснованы в качестве *расчетных* (вероятных) возмущений для ИРЭС, при которых необходимо сохранение устойчивости параллельной работы генераторов:

- Коммутации нагрузочных фидеров в электрической сети 10 кВ;
- Трехфазные КЗ на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4;
- Аварийное отключение энергоблоков.

Расчетными *экстраординарными* (маловероятными) возмущениями, для которых должна быть обеспечена живучесть энергосистемы с автоматическим восстановлением параллельной работы генераторов и электростанций предлагается принять:

- Трехфазные короткие замыкания в электрической сети 10 кВ с отключением линий;
- Отключения кабельных линий системообразующего контура электрической сети 10 кВ;
- Короткие замыкания в распределительных устройствах с погашением шин.

Помимо расчетных возмущений необходимо задать и *расчетные условия* (режимы ИРЭС), т.к. влияние возмущений на режим ИРЭС в разных режимах энергосистемы различно.

В качестве расчетных условий следует выделить шесть групп режимов:

1. *нормальные режимы средней загрузки электрической сети с высокими запасами генерирующей мощности и пропускной способности сети,*
2. *нормальные режимы высокой загрузки энергосистемы со сниженными запасами генерации,*
3. *нормальные режимы высокой загрузки сети,*
4. *нормальные режимы малой загрузки энергосистемы,*
5. *ремонтные режимы с ослабленной системообразующей сетью,*
6. *ремонтные режимы с дефицитом мощности.*

Для проверки обоснованности данного набора расчетных возмущений и условий было выполнено исследование схемно-режимных свойств ИРЭС Академическая, результаты которого подтвердили их достаточность.

Ниже приведены характерные результаты, полученные при этом исследовании.

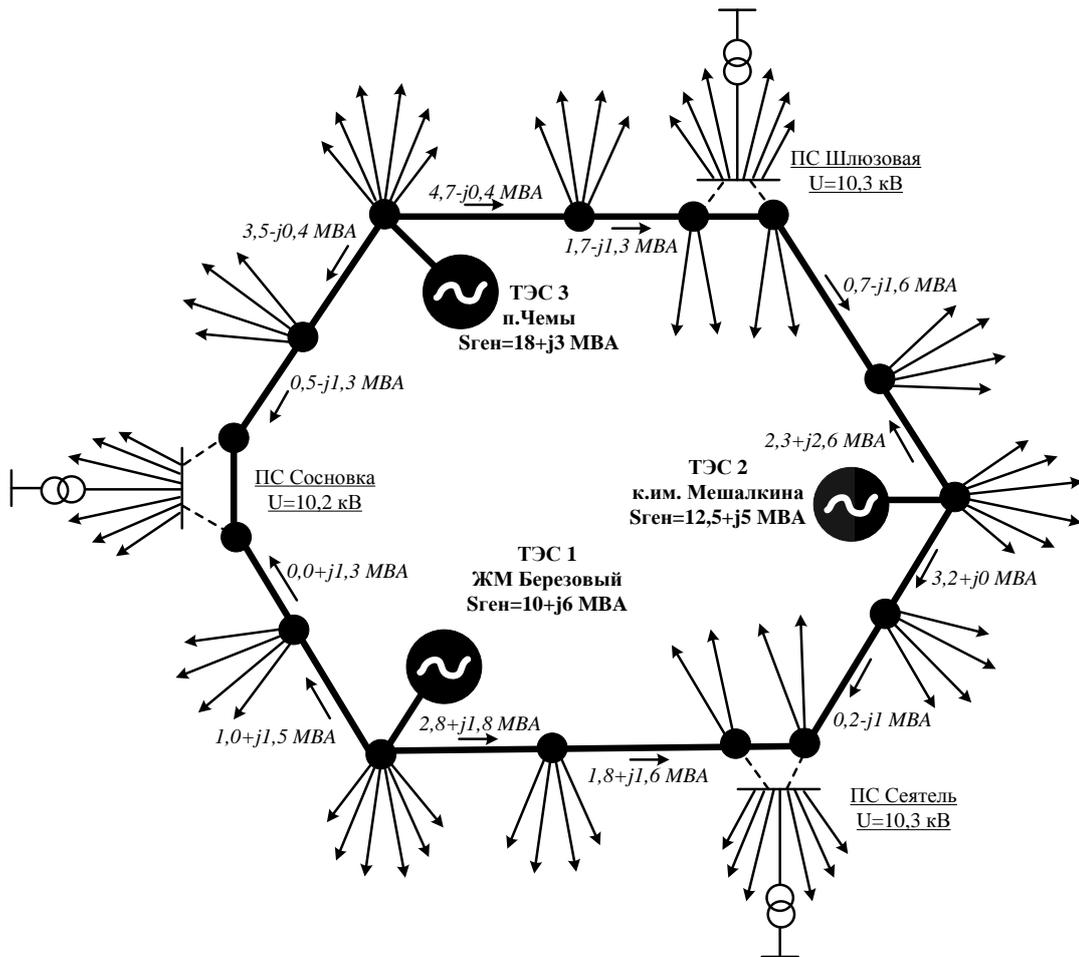


Рисунок 4.6 – Режим максимальной загрузки ИРЭС. Максимум потребления

Объекты малой генерации ИРЭС: ТЭС жилого массива Березовый (далее ТЭС1), ТЭС клиники имени Мешалкина (далее ТЭС2), ТЭС площадки Правые Чемы (далее ТЭС3) различны по составу оборудования и динамическим характеристикам. Энергоблоки ТЭС1 характеризуются высокой чувствительностью к динамическим изменениям нагрузки, что значительно осложняет задачу обеспечения функциональности ИРЭС.

Рассмотрены нормальные режимы максимальной загрузки ИРЭС и максимальной загрузки сети в часы максимума (рисунок 4.6) и минимума потребления (рисунок 4.9) соответственно, при возникновении расчетных возмущений. Результаты моделирования режимов ИРЭС при возникновении расчетных возмущений показывают, что устойчивость параллельной работы генераторов ИРЭС сохраняется в максимальном и минимальном режиме. При этом значения изменений мощности генерации ТЭС1, не превышают значений, приводящих к отключению станции, за исключением отключения блока на самой ТЭС1 (при отключении блока изменение генерации на работающих блоках составляет по 170 кВт). При отключении ТЭС1 синхронная работа ТЭС2 и ТЭС3 сохраняется (рисунок 4.7).

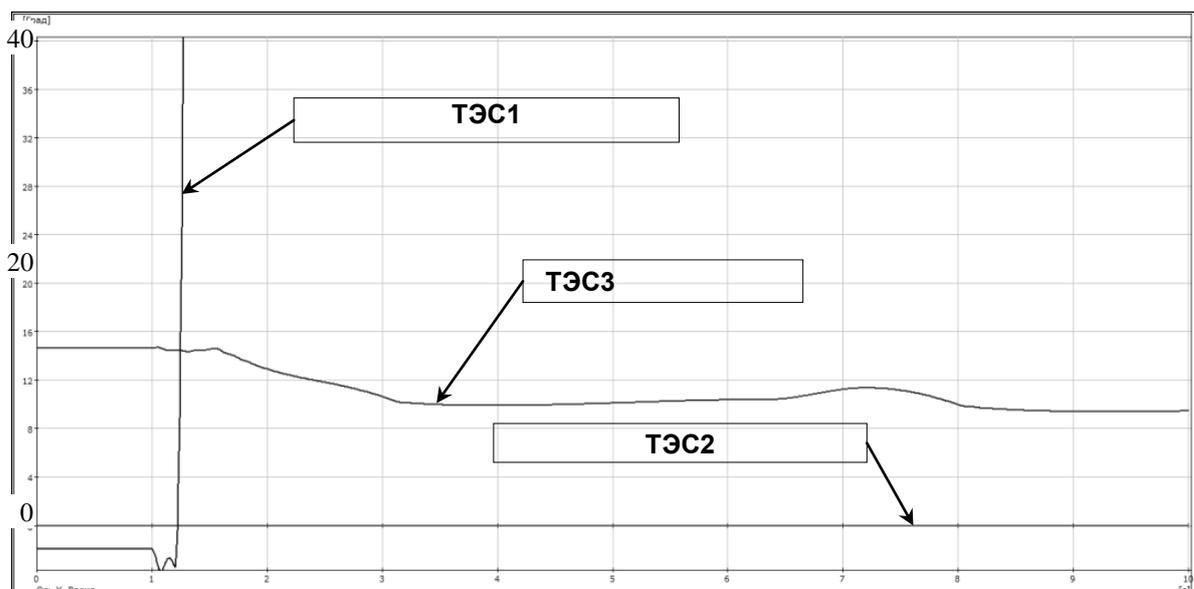


Рисунок 4.7 – Углы роторов генераторов (относительно ротора ТЭС2) при отключении ТЭС1

Некоторые расчетные экстраординарные возмущения при трехфазных коротких замыканиях приводят к нарушению устойчивости. На рисунке 4.8 показаны углы роторов генераторов при трехфазном КЗ на КЛ 10 кВ ТЭС3-Шлюзовая с учетом отключения ТЭС1 защитами станции из-за недопустимого изменения генерации.

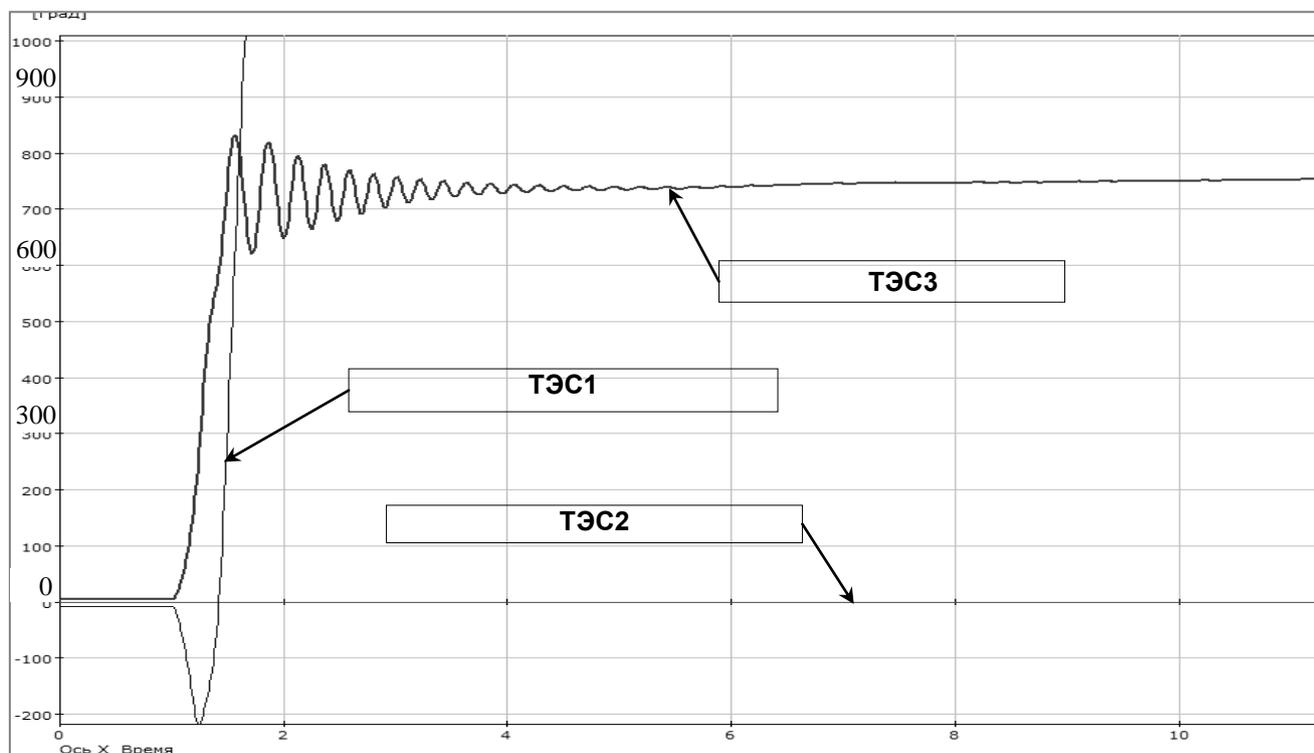


Рисунок 4.8 – Углы роторов генераторов при КЗ на КЛ ТЭС3-Шлюзовая с учетом отключения ТЭС1

Из рисунка 4.8 видно, что в период КЗ вблизи ТЭС3, ротор ТЭС3 проворачивается относительно ТЭС2 на 800° . После отключения КЗ вместе с КЛ ТЭС3 и ТЭС2 синхронная работа станций восстанавливается.

Аналогично при КЗ в распределительных устройствах с погашением шин, обеспечивается результирующая устойчивость после отключения КЗ.

Таким образом, в режимах нагруженной системы в нормальной схеме устойчивость обеспечивается при расчетных возмущениях и результирующая устойчивость при экстраординарных возмущениях без вмешательства автоматики.

На рисунке 4.9 показан режим максимальной загрузки сети при ремонте КЛ ТЭС2 - Шлюзовая в режиме минимума потребления.

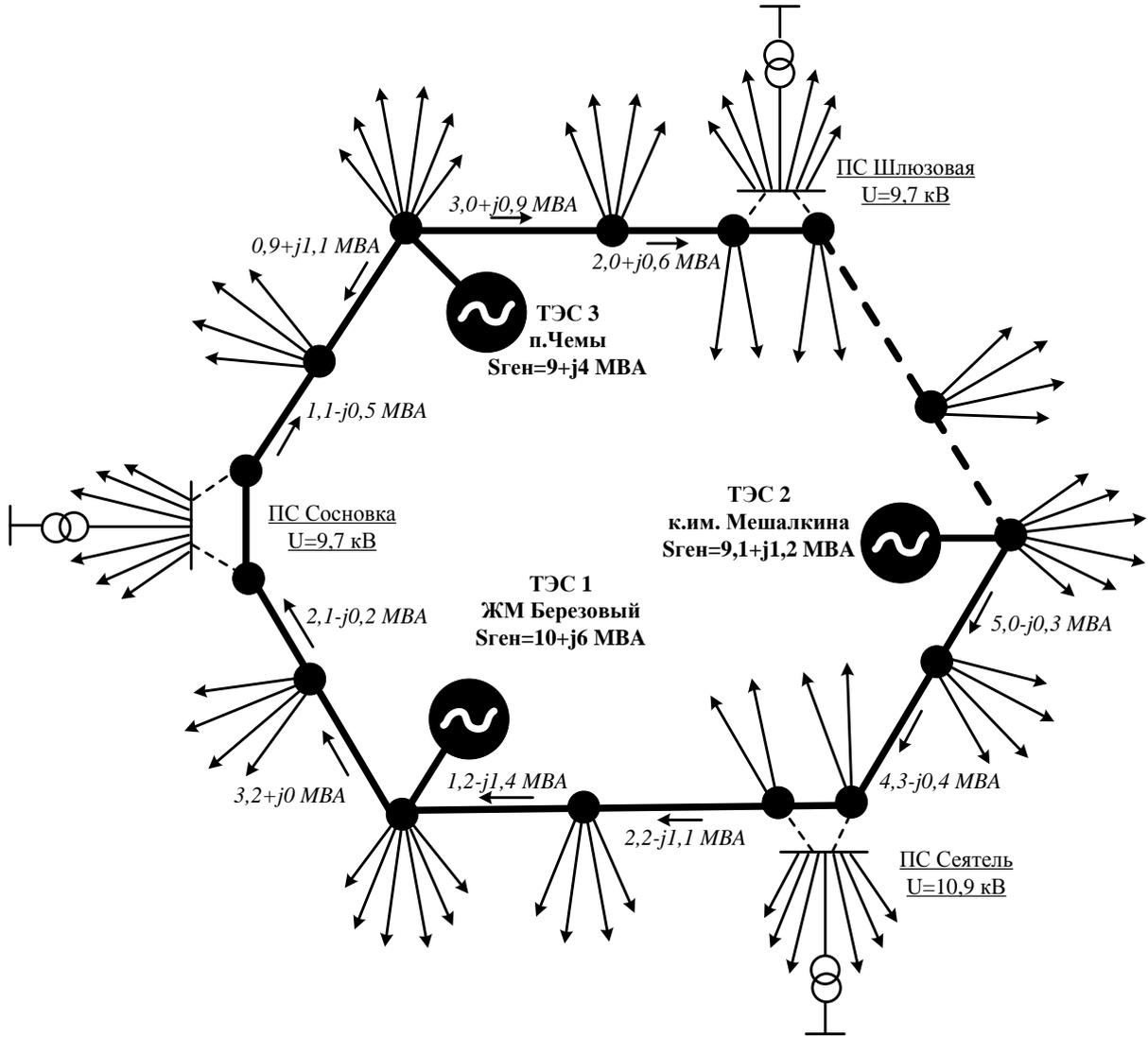


Рисунок 4.9 – Режим максимальной загрузки сети при минимальном потреблении в ИРЭС

При возникновении трехфазного КЗ на КЛ 10 кВ ТЭС3-Шлюзовая с отключением КЛ возникает асинхронный ход и условия для отключения ТЭС1. Графики переходного процесса представлены на рисунках 4.10, 4.11.

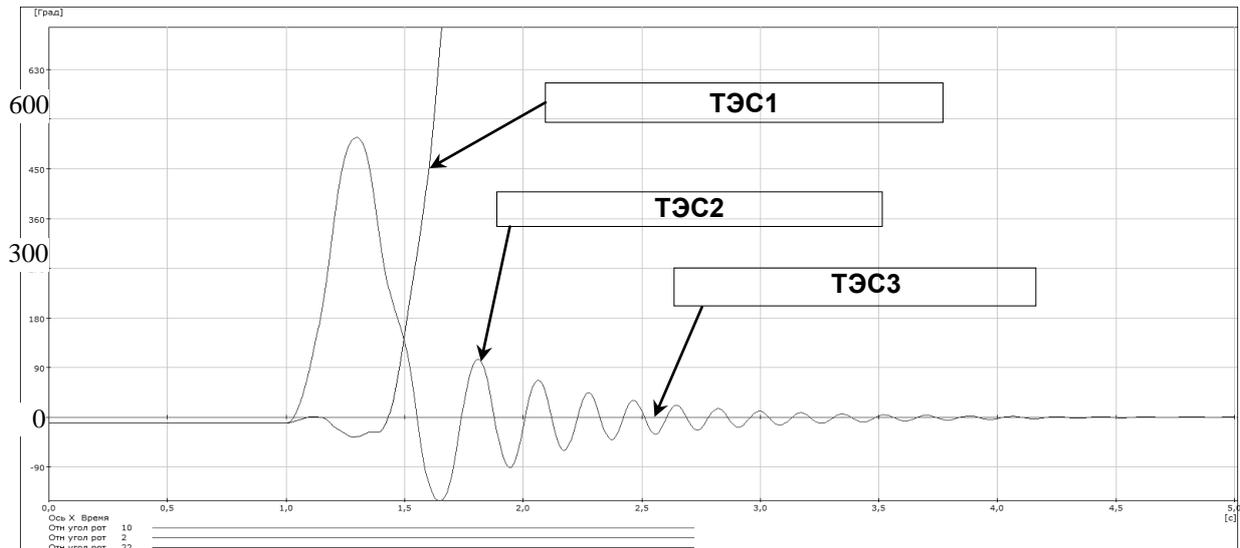


Рисунок 4.10 – Углы роторов генераторов с учетом отключения ТЭС1

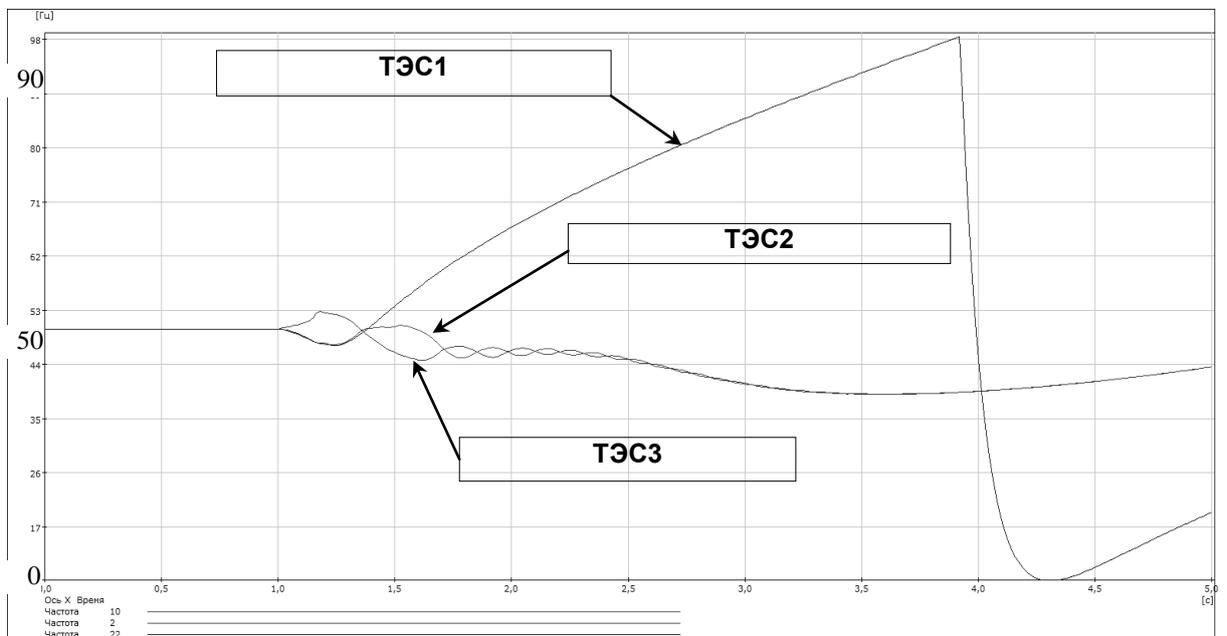


Рисунок 4.11 – Частота в узлах генерации

Выполнив деление в сечении КЛ ТЭС3-Сосновка на ПС Сосновка и КЛ ТЭС1-Сеятель в РУ ТЭС1 с переводом питания ПС Сосновка и РУ ТЭС1 от РЭС можно избежать глубокого снижения частоты (до 39 Гц) (рисунки 4.12, 4.13) и минимизировать ограничения потребителей. Объем нагрузки, переведенной при реконфигурации сети на электроснабжение от районной сети (ПС Сосновка и РУ ТЭС1) равен 5 МВт.

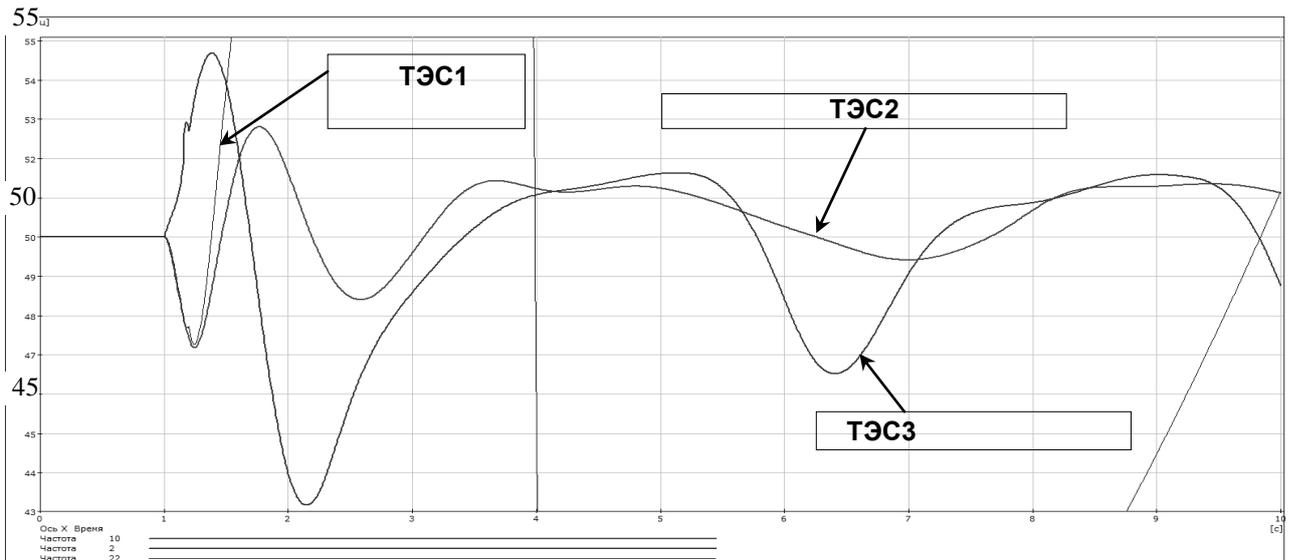


Рисунок 4.12 – Частота в узлах генерации с учетом деления (отключение КЛ ТЭС3-Сосновка на ПС Сосновка и КЛ ТЭС1-Сеятель в РУ ТЭС1 с переводом питания ПС Сосновка и РУ ТЭС1 от районной сети суммарно 5 МВт)

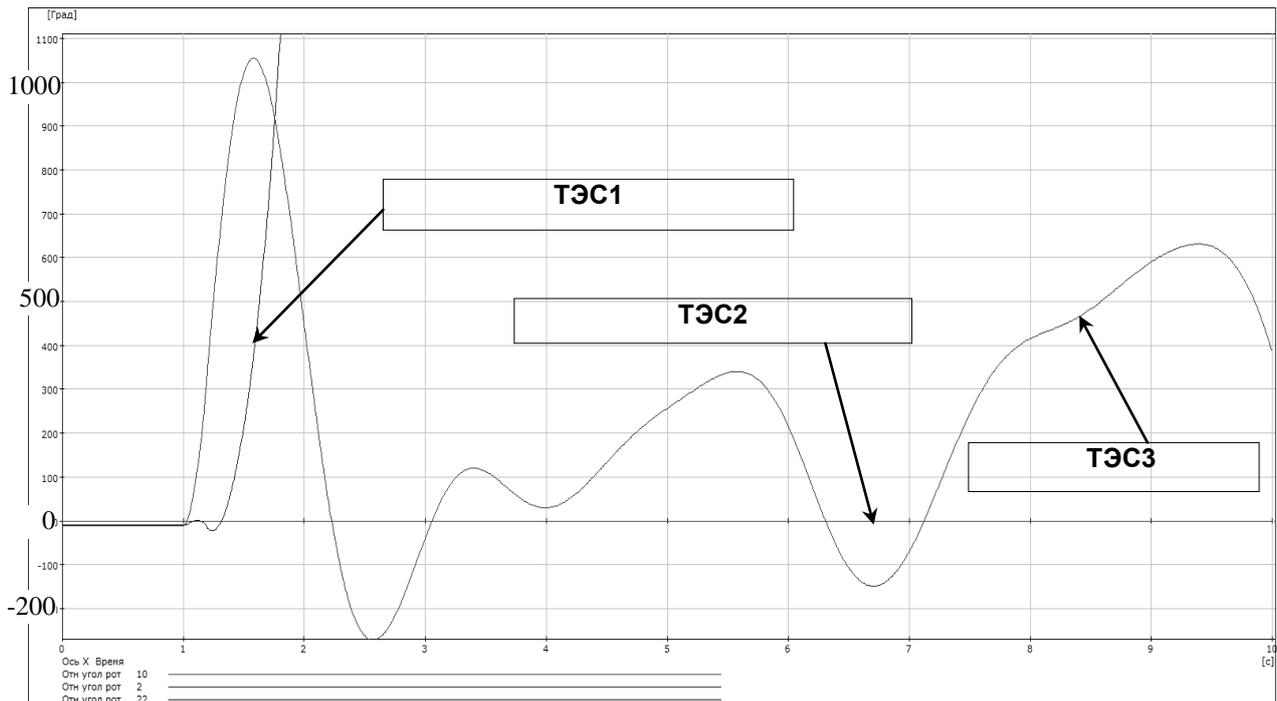


Рисунок 4.13 – Углы роторов генераторов с учетом деления (отключение КЛ ТЭС3-Сосновка на ПС Сосновка и КЛ ТЭС1-Сеятель в РУ ТЭС1 с переводом питания ПС Сосновка и РУ ТЭС1 от районной сети)

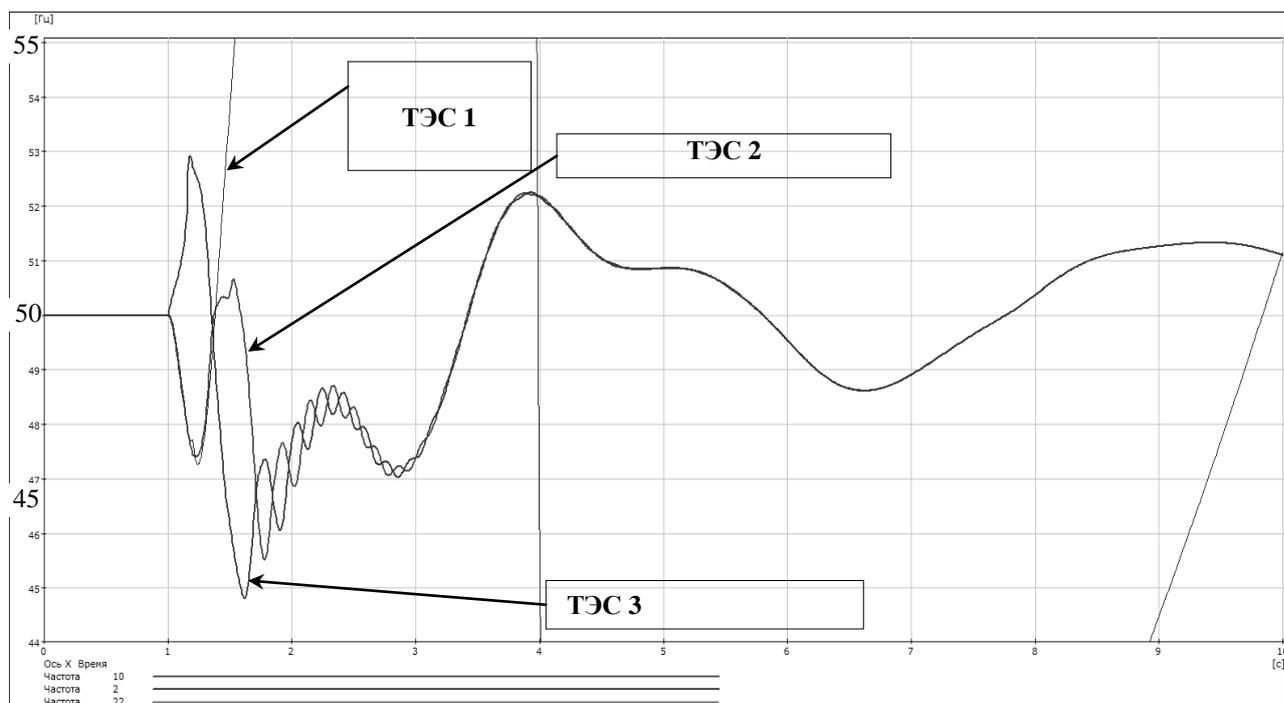


Рисунок 4.14 – Частота с учетом работы АЧР без деления (суммарно отключенная нагрузка 5 МВт)

Моделирование работы АЧР объемом 5 МВт показывает эффективность частотной разгрузки (рисунок 4.14), что позволяет исключить необходимость реконфигурации подсистемы. Однако, экстраординарные возмущения приводят к значительным изменениям потокораспределения и дисбалансам мощности. С учетом малой инерционности электростанций дисбалансы приводят к большим отклонениям по частоте, что в свою очередь может привести к отказу или неэффективности автоматики. В данном случае сбалансированное деление является более надежным средством обеспечения живучести подсистем. При реконфигурации с использованием резервного питания от районной сети отключение потребителей можно исключить полностью.

Использование централизованной АПНУ в ИРЭС представляется неэффективным, так как уже отмечалось, она не способна обеспечить необходимый уровень надежности в условиях неполной наблюдаемости, чрезвычайной сложности и необходимости постоянной корректировки сценариев ее работы, а также мониторинга наличия объемов управляющих воздействий.

Проведенные исследования показали, что для сохранения максимальной функциональности ИРЭС при экстраординарных возмущениях целесообразно использовать автоматику адаптивного (максимально сбалансированного) деления системы.

4.4 Методические рекомендации по устойчивости и живучести энергосистем с распределенной малой генерацией

Методические указания по устойчивости энергосистем – это технологический документ, устанавливающий требования к ЭЭС в отношении устойчивости, предназначенный для организаций, осуществляющих проектирование и эксплуатацию ЭЭС. Появление документа было связано с необходимостью унификации требований по устойчивости к энергосистемам в связи с их бурным развитием, созданием мега энергосистем. Для ответа на вопрос об их применимости к малым энергосистемам с распределенной генерацией, прежде всего, необходимо провести анализ основных идей документа.

В основу МУ положен принцип дифференцированного нормирования статической и динамической устойчивости энергосистем. Нормирование статической устойчивости в нормальном режиме и послеаварийных режимах после воздействия нормативных возмущений, осуществляется заданием в сечениях коэффициентов запаса по активной мощности и в узлах нагрузки по напряжению. Нормирование динамической устойчивости ЭЭС осуществляется заданием перечня нормативных возмущений, при которых динамическая устойчивость должна сохраняться. Нормативные возмущения разделены на 3 группы по степени тяжести и необходимости участия автоматики для обеспечения устойчивости энергосистемы. В таблице 4.2 в выражено основное содержание МУ.

Максимально допустимый переток мощности в сечении должен обеспечивать устойчивый динамический переход и требуемые запасы по

статической устойчивости ЭЭС в ПАР при возникновении наиболее тяжелого нормативного возмущения.

Таблица 4.2 – Требования к устойчивости ЭЭС

Режимы ЭЭС	Допустимые перетоки мощности	Ограничения на допустимый переток	Требования к обеспечению устойчивости ЭЭС
<i>Нормальный и утяжеленный (при проектировании)</i>	Максимально допустимый переток	<p>МДП, увеличенный на амплитуду нерегулярных колебаний мощности должен соответствовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 20% запаса статической устойчивости по активной мощности в НР • 15% запаса статической устойчивости по напряжению в НР • 8% запаса статической устойчивости в ПАР после нормативных возмущений • 10% запаса статической устойчивости по напряжению в ПАР • Пределу по динамической устойчивости при всех нормативных возмущениях • Допустимому перегрузу оборудования в ПАР 	<p>В нормальной и ремонтных схемах при возникновении нормативных возмущений должны быть обеспечены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • динамическая устойчивость • нормируемые коэффициенты запаса статической устойчивости в ПАР в том числе и с учетом действия ПА.
<i>Вынужденный (при эксплуатации)</i>	Аварийно допустимый переток	<p>АДП, увеличенный на амплитуду нерегулярных колебаний мощности должен соответствовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 8% запаса статической устойчивости по активной мощности в НР • 10% запаса статической устойчивости по напряжению в НР 	<p>Возникновение нормативных возмущений не должно приводить к каскадному развитию аварии и погашению дефицитной по мощности подсистемы</p>

МУ регламентируют требования к устойчивости, однако известно, что факторы, определяющие величину требуемого минимального запаса устойчивости, различны для разных структур электропередачи. Например, для слабых связей – это статическая устойчивость режима в условиях воздействия

нерегулярных колебаний обменной мощности; для передач, связывающих станцию с мощной системой это динамическая устойчивость или статическая устойчивость в послеаварийном режиме. Для электропередач, связывающих дефицитную подсистему с мощным энергообъединением это устойчивость параллельной работы генераторов или устойчивость нагрузки в зависимости от соотношения генерации и нагрузки в дефицитной ЭЭС.

Нормативные величины коэффициентов запаса изначально были установлены для простейшей электропередачи, связывающей электростанцию с ЭЭС, когда определение предела по статической устойчивости не представляет трудности. В условиях более сложных систем, таких как кольцевая, цепочечная или многолучевая, величина предельной мощности по статической устойчивости становится многозначной. Известно, что в многомашинной системе из-за взаимозависимости пределов по активной мощности генераторов наиболее информативным является построение областей предельных режимов, однако этот способ задания ограничений по статической устойчивости не рассмотрен в МУ.

В качестве координат, в которых осуществляется контроль и нормирование устойчивости, используются перетоки активной мощности в контролируемых сечениях. Задание диспетчерских ограничений на режимные параметры, контроль обменных перетоков между ЭЭС и выявление перегрузки сетевых элементов удобно выполнять в координатах перетоков активных мощностей в контролируемых сечениях, однако оценке предельных перетоков в сечениях свойственна неоднозначность, связанная с многообразием возможных траекторий утяжеления режима, выбор которой строго не регламентирован МУ. Это приводит к необходимости проведения серии расчетов предельных режимов по различным траекториям утяжеления с тем, чтобы выбрать минимальный предел. Из-за привязки к определенным контролируемым сечениям нормируемый МДП необходимо определять для каждой ремонтной схемы.

Величина реального МДП зависит от топологии электрической сети, режима ЭЭС, состава оборудования на станциях и выбора траектории утяжеления. Многообразие схемно-режимных условий и неопределенность

траектории утяжеления обуславливает необходимость введения больших запасов устойчивости.

Возможна следующая интерпретация нормативных величин коэффициентов запаса статической устойчивости по активной мощности. Запас статической устойчивости 20% в нормальном режиме выбран с учетом обеспечения устойчивости динамического перехода и обеспечения требуемого запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме – 8%. Можно предположить, что в величину 8% заложена погрешность цифровой модели ЭЭС, погрешность телеизмерений, которая составляет порядка 3%, а также погрешность, обусловленная несинхронным сбором информации о режиме ЭЭС.

МУ относятся к разряду документов, которые должны периодически обновляться по мере развития ЭЭС, появления в них принципиально новых видов оборудования, систем контроля и управления, изменения подходов к требованиям надежности. В [58] указана необходимость пересмотра МУ в связи с принятием Федерального закона «О техническом регулировании» [59] в условиях перехода электроэнергетики к рыночным отношениям, согласно которому необходима адаптация существующих нормативных документов и разработка новых, регламентирующих условия работы ЕЭС России. В [58] выполнен анализ действующих МУ и проработаны альтернативные варианты «Требований к устойчивости энергосистем». Один вариант [58] не предусматривает значительного изменения принятой в МУ концепции нормирования устойчивости. Второй основан на введении единых требований по надежности для всех режимов и предполагает отказ от использования вынужденных режимов и от снижения требований по устойчивости в ремонтных режимах, что позволит перейти к выполнению критерия надежности «N-1», который используется за рубежом.

Необходимо отметить, что особенности нормирования устойчивости ЭЭС в западных странах, обусловлены собственной спецификой. Зарубежная концепция проектирования электрических сетей изначально предполагала введение больших запасов пропускной способности сечений путем сооружения многоцепных линий

электропередач. ЭЭС Европы и Америки характеризуются наличием жестких связей с большими коэффициентами запаса статической устойчивости в нормальном режиме. Однако жесткость межсистемных связей делает энергообъединения уязвимыми с точки зрения динамической устойчивости из-за быстрого распространения электромеханических колебаний в энергообъединении, что подтверждается достаточно частыми системными авариями. По этой причине допустимые перетоки мощности по связям определяются, главным образом, исходя из критерия надежности N-1.

Структура ЕЭС России определяется географическими особенностями страны. ЕЭС России представляет собой протяженное энергообъединение с большим количеством слабых связей, что, в свою очередь, обуславливает медленное распространение электромеханических колебаний по энергообъединению. Для большинства отечественных ЛЭП возможность параллельной работы ЭЭС определяется требованиями статической, а не динамической устойчивости, что отражено в действующих МУ. Поэтому, применительно к системообразующей сети, концепция, основанная на сочетании нормирования запасов статической устойчивости и задания перечня нормативных возмущений, при которых должна быть обеспечена динамическая устойчивость, оправдала себя и должна быть сохранена в дальнейшем [60].

На основе анализа расчетных условий, особенностей схемно-режимных свойств ИРЭС проведенного в предыдущем параграфе, предложено включить в существующие МУ рекомендации по обеспечению устойчивости и живучести энергосистем применительно к электроэнергетическим системам с РМГ, основанные на введении новых групп режимов и переопределении нормативных возмущений (представлены в таблице 4.3).

Приведенные рекомендации позволят рационально проектировать энергосистемы с РМГ, а также обеспечивать эффективную организацию децентрализованного противоаварийного управления.

Таблица 4.3 – 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 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

4.5 Способ и исследование противоаварийного опережающего сбалансированного деления энергосистем с малой генерацией

При любом подключении синхронной малой генерации к электрической сети большой мощности ввиду сильной электрической связи между источниками при отключениях коротких замыканий, в режимах синхронных качаний или асинхронных режимах динамическая активная мощность малых генераторов может многократно превышать их номинальные значения и, соответственно, на валах роторов этих генераторов в динамическом процессе будут возникать недопустимые моменты, способные повредить энергоблоки.

Ранее отмечалось также, что при возникновении КЗ в ЭС при параллельной работе объединенной энергосистемы значительно увеличиваются отключаемые токи КЗ в электрической сети энергосистемы малой мощности, что повышает требования к ее коммутационным аппаратам, а также зависимость направлений токов и мощностей в электрической сети межсистемной связи от места короткого замыкания усложняет релейную защиту для обеспечения требования ее селективности и снижает ее надежность.

В данном разделе представлены результаты исследования предложенного в работе способа управления режимом параллельной работы с сетью, позволяющего исключить влияние указанных негативных факторов за счет опережающего выделения на изолированную работу сбалансированных островов с малой генерацией.

В предложенном способе для деления используются два фиксированных сечения. Одно в режимах выдачи мощности малой подсистемой, другое в режимах потребления. Деление осуществляется ускоренно до отключения мест КЗ.

В нормальном режиме с выдачей мощности малой подсистемой ЭС2 (рисунок 4.15) один или несколько ее генераторов (например Г1) нагружаются до величины передаваемой по сечению мощности (сечение S1), и, при возникновении аварийного небаланса, они отключаются одновременно с

выключателями сечения. Если аварийный небаланс имел проходящий характер, то после разделения указанным способом в послеаварийном режиме малая подсистема остается сбалансированной, а нормальный режим с параллельной работой быстро восстанавливается. Если аварийный небаланс имел не проходящий характер и возник в малой подсистеме, то после отделения возникший небаланс выявляется по изменению частоты и устраняется балансирующими изменениями генерации и нагрузки в подсистеме. В режиме потребления мощности малой подсистемой сечение для деления формируется внутри нее (сечение S_2) так, чтобы после деления часть нагрузки, равная по мощности передаваемой по сечению S_1 , оказалась подключенной к большей по мощности подсистеме.

Приведенный алгоритм работы автоматики опережающего деления обеспечивается наличием двух и более генерирующих единиц в энергосистеме малой мощности. Автоматика опережающего деления позволяет избежать полной потери генерации в малой подсистеме из-за отключения блочной автоматикой ввиду чувствительности агрегатов к изменению активной мощности.

Принципиальным отличием данного способа от разработанной мультиагентной системы деления сети, где МАС осуществляет поиск сечения для сбалансированного отделения является то, что автоматика опережающего деления обеспечивает сбалансированное деление в заранее заданном сечении за счет ведения режима по заданным правилам.

В отличие от предлагаемой автоматики известные способы обеспечения функциональности электроснабжения и живучести энергосистем при возникновении аварийных небалансов мощности, такие как АПНУ или автоматическое деление сети имеют следующие недостатки:

АПНУ, которая для предотвращения нарушений устойчивости с возникновением асинхронных режимов изменяет электропотребление, как правило путем отключения нагрузки в дефицитной подсистеме или путем отключения части генераторов или импульсной разгрузки турбин, в избыточной части энергосистемы:

1. Способ малоэффективен при малой инерционности роторов генераторов, характерной для энергосистем малой мощности, т.к. при высокой скорости изменения взаимного движения роторов генераторов энергосистем большой и малой мощности неизбежные задержки ввода управляющих воздействий на изменение мощности в дефицитной и избыточной подсистемах не позволяют обеспечить устойчивость их параллельной работы.

2. При сильной связи между подсистемами на валах роторов генераторов подсистемы малой мощности в динамическом процессе возникают недопустимые моменты, многократно превышающие их номинальные значения и способные повредить энергоблоки.

3. При возникновении КЗ в ЭС параллельная работа объединенной энергосистемы приводит к значительному увеличению отключаемых токов КЗ в электрической сети энергосистемы малой мощности, что повышает требования к ее коммутационным аппаратам.

4. Зависимость направлений токов и мощностей в ЭС межсистемной связи от места короткого замыкания усложняет релейную защиту для обеспечения требования ее селективности и снижает ее надежность.

АДС, при котором для предотвращения нарушений устойчивости с возникновением асинхронных режимов осуществляют деление объединенной энергосистемы по связям между подсистемами или внутри подсистем, причем сечение для деления выбирается из числа технологически возможных по критерию минимального небаланса мощности в доаварийном режиме, обладает следующими недостатками:

1. Ограниченный набор возможных сечений для деления не позволяет достаточно точно сбалансировать подсистемы после деления без дополнительных мер, таких как отключение нагрузок, генераторов в результате работы АЧР, АОПЧ.

2. Необходим значительный объем телеметрической информации и технологических возможностей деления системы по переменным сечениям, т.к.

нужное сечение носит случайный характер, что усложняет систему управления и снижает его надежность.

3. Затруднено восстановление нормального режима объединенной энергосистемы, т.к. синхронизация подсистем в неподготовленном для этого сечении невозможна.

Для подтверждения высказанных выше утверждений выполним моделирование переходных процессов при КЗ в ЭЭС с РМГ работающей параллельно с ЕЭС при различных способах противоаварийного управления.

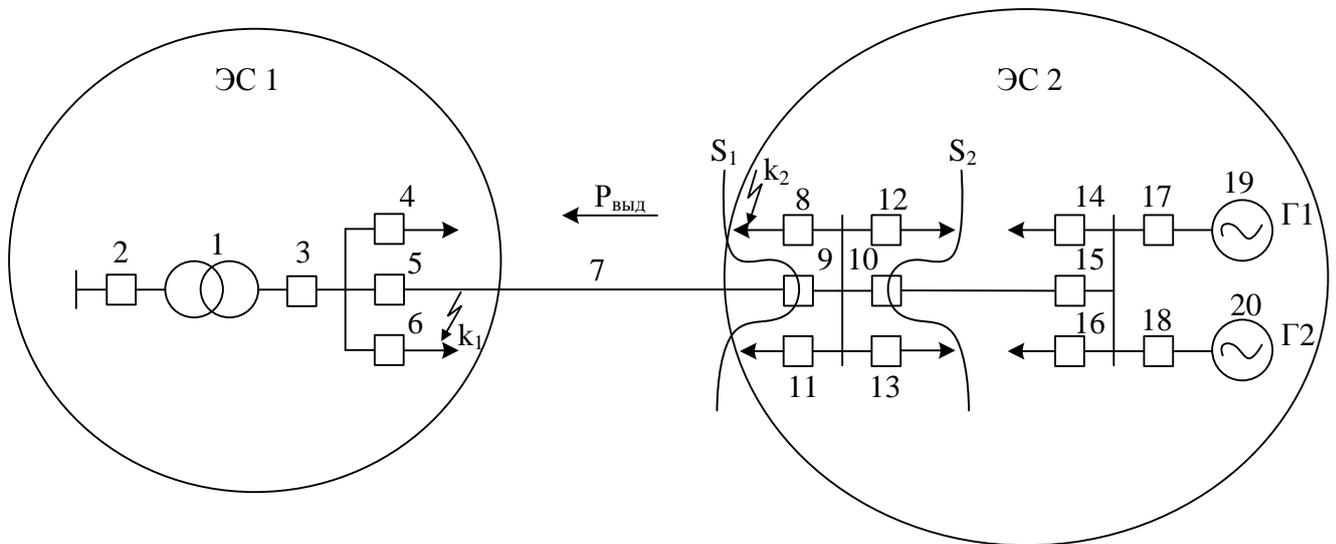


Рисунок 4.15 – Принципиальная схема электрической сети связи с фиксированными сечениями для деления объединенной энергосистемы, содержащей подсистемы большой (ЭС1) и малой мощности (ЭС2).

Рассмотрим работу *первого способа* управления режимом параллельной работы для энергосистемы (АПНУ). При трехфазном к.з. (k_1) роторы генераторов ускоряются под действием избыточных моментов на их валах. Релейная защита отключает поврежденный фидер 6, при этом отключаемый ток является суммой токов как от генераторов большой, так и малой энергосистем, превышая отключаемый ток к.з. выключателя 6 при раздельной работе энергосистем.

После отключения поврежденного фидера электрическая мощность генераторов возрастает вследствие выбега углов роторов генераторов. Возникшие избыточные электромагнитные моменты на валах роторов

генераторов многократно превышают номинальные значения из-за сильной электрической связи между подсистемами и опасны для энергоблоков.

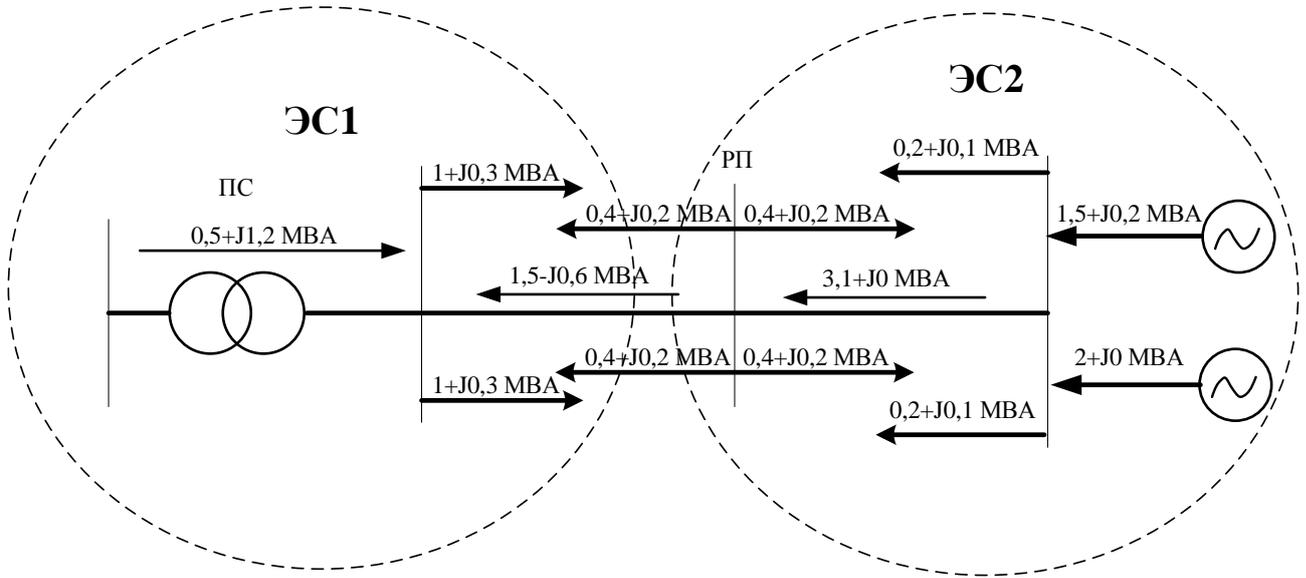


Рисунок 4.16 – Исходный режим

На рисунке 4.16 показан исходный установившийся режим. Графики переходного процесса, соответствующие работе АПНУ при К1 (КЗ на фидере 8 показанном на рисунке 4.15) представлены на рисунках 4.17-4.19.

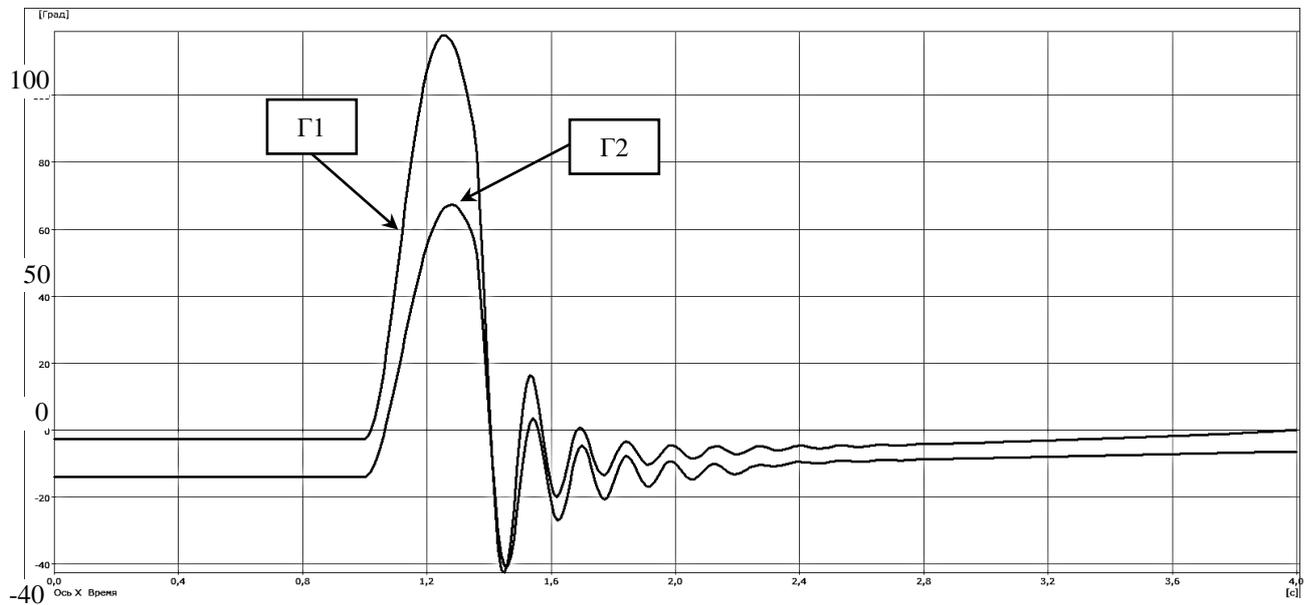


Рисунок 4.17 – Углы роторов Г1 и Г2 при КЗ в точке 6 длительностью 0,35 с (с отключением фидера 6)

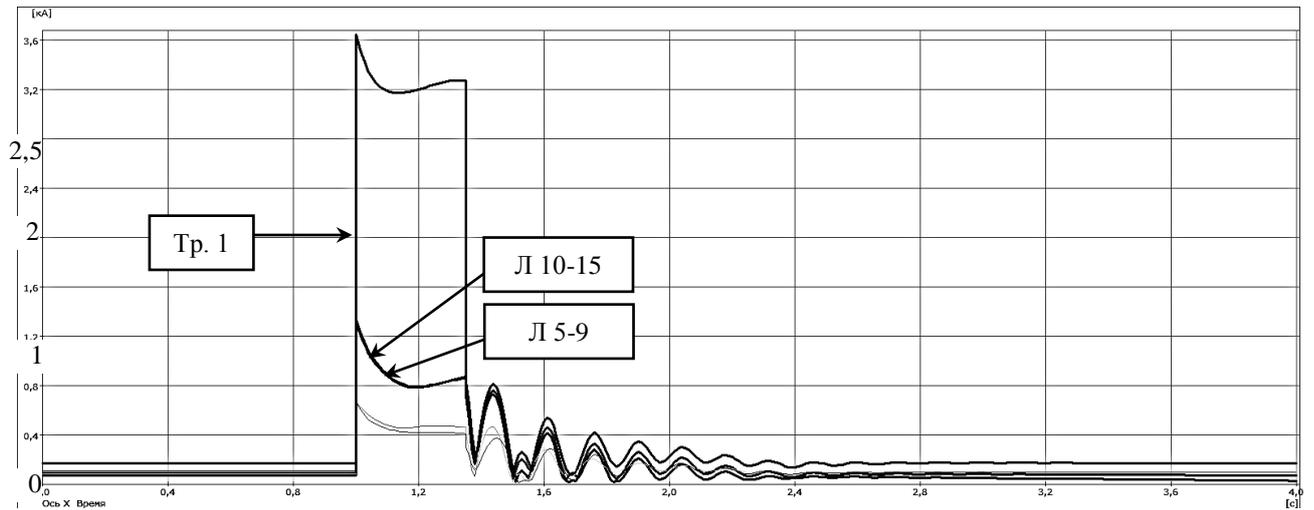


Рисунок 4.18 – Токи в ветвях при КЗ в точке 6 длительностью 0,35 с (с отключением фидера 6)

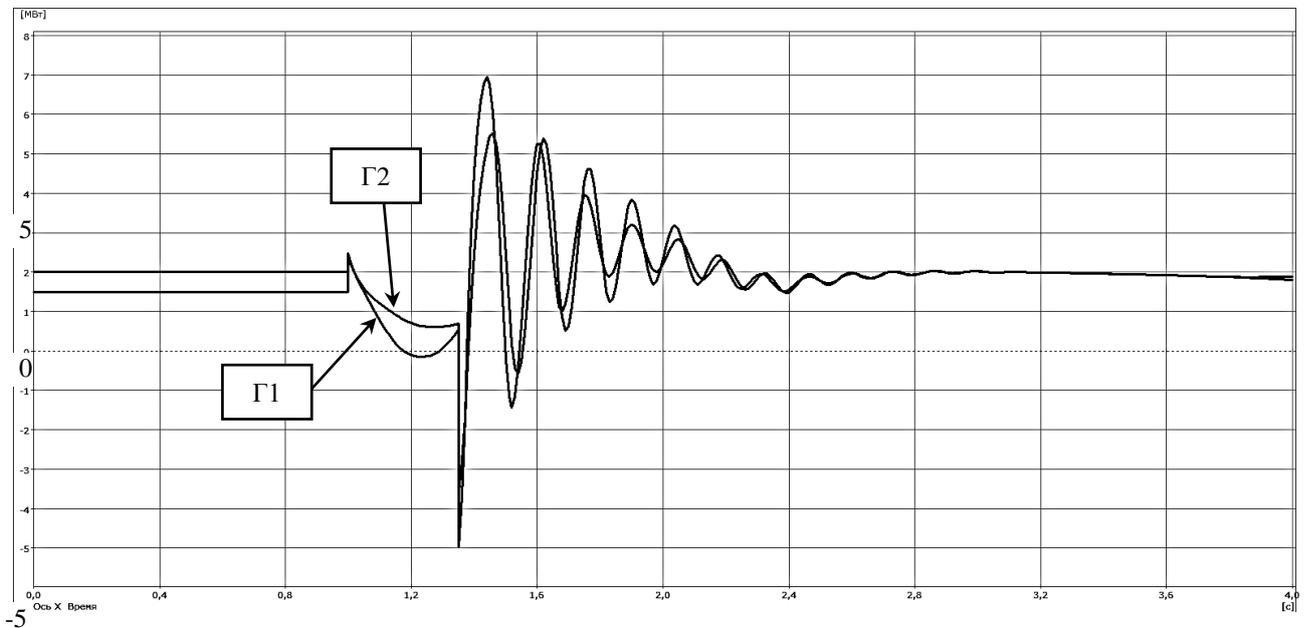


Рисунок 4.19 – Активная мощность генераторов при КЗ в точке 6 длительностью 0,35 с (с отключением фидера 6)

Видно, что угрозы нарушения динамической устойчивости параллельной работы нет, поэтому управляющие воздействия для ее предотвращения не вводятся. Графики переходного процесса (рисунок 4.17) подтверждают сохранение устойчивости параллельной работы и возникновение чрезмерных сверхтока отключения и моментов на валах генераторов в первом способе.

Рассмотрим работу *второго способа* управления режимом параллельной работы (АДС) для энергосистемы. В доаварийном режиме, в зависимости от загрузки сечения 1 или 2 выбирается сечение вероятного деления системы при возникновении аварийного небаланса мощности и угрозы нарушения устойчивости параллельной работы подсистем по критерию минимума небаланса в доаварийного режиме. При этом маловероятным является существование технологически осуществимого деления с близким к нулю небалансом, поэтому при возникновении аварийного возмущения с угрозой нарушения устойчивости осуществляется несбалансированное деление, что приводит к значительному изменению частоты в подсистеме малой мощности и необходимости ввода дополнительных противоаварийных управляющих воздействий, в т.ч. отключения части нагрузки. Приведенные на рисунках 4.20-4.27 (при k2 (КЗ на фидере б) графики переходного процесса иллюстрируют процесс при управлении данным способом отключаемые токи КЗ не снижаются и не исключается возможность возникновения многократных моментов на валах электрогенераторов.

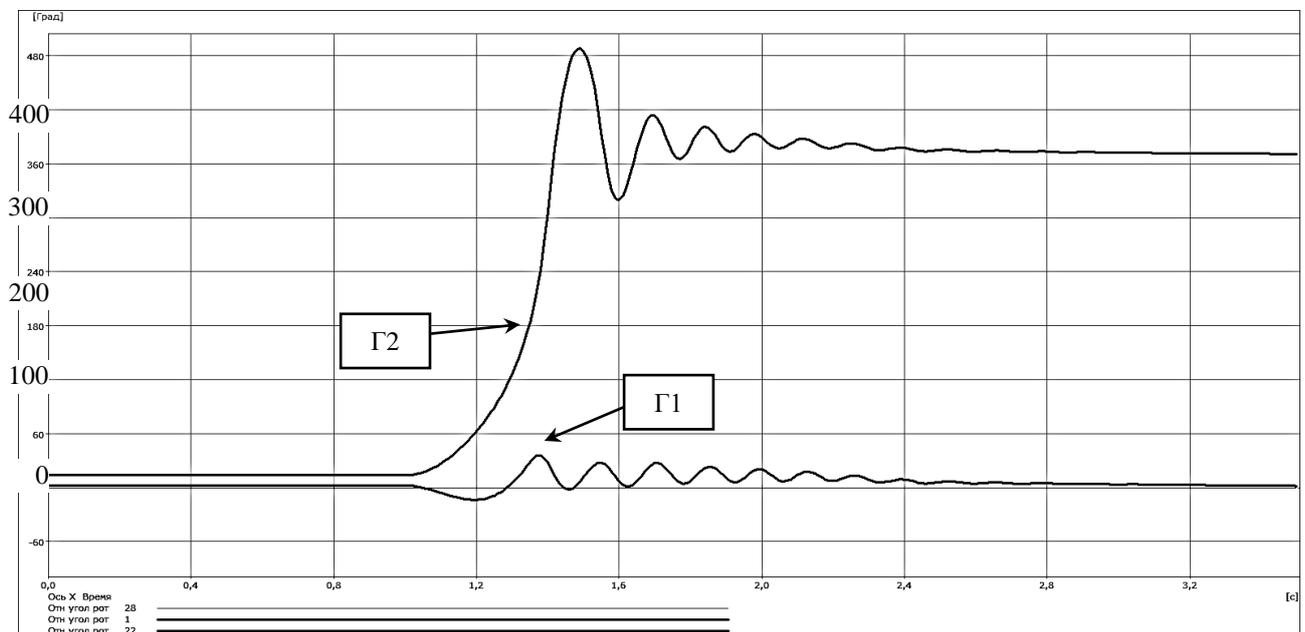


Рисунок 4.20 – Углы роторов Г1 и Г2 (относительно ЭС1) при КЗ в точке 8 длительностью 0,35 с (с отключением фидера 8)

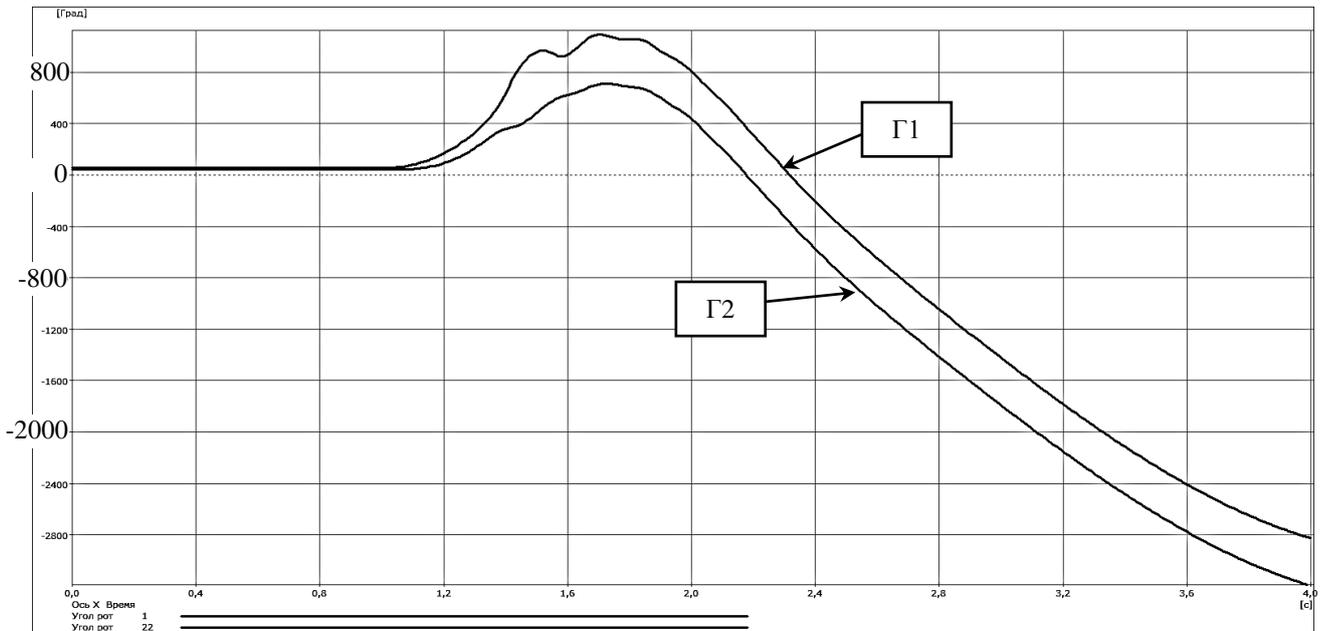


Рисунок 4.21 – Углы роторов Г1 и Г2 при КЗ в точке 8 длительностью 0,35 с (с отключением фидера 8)

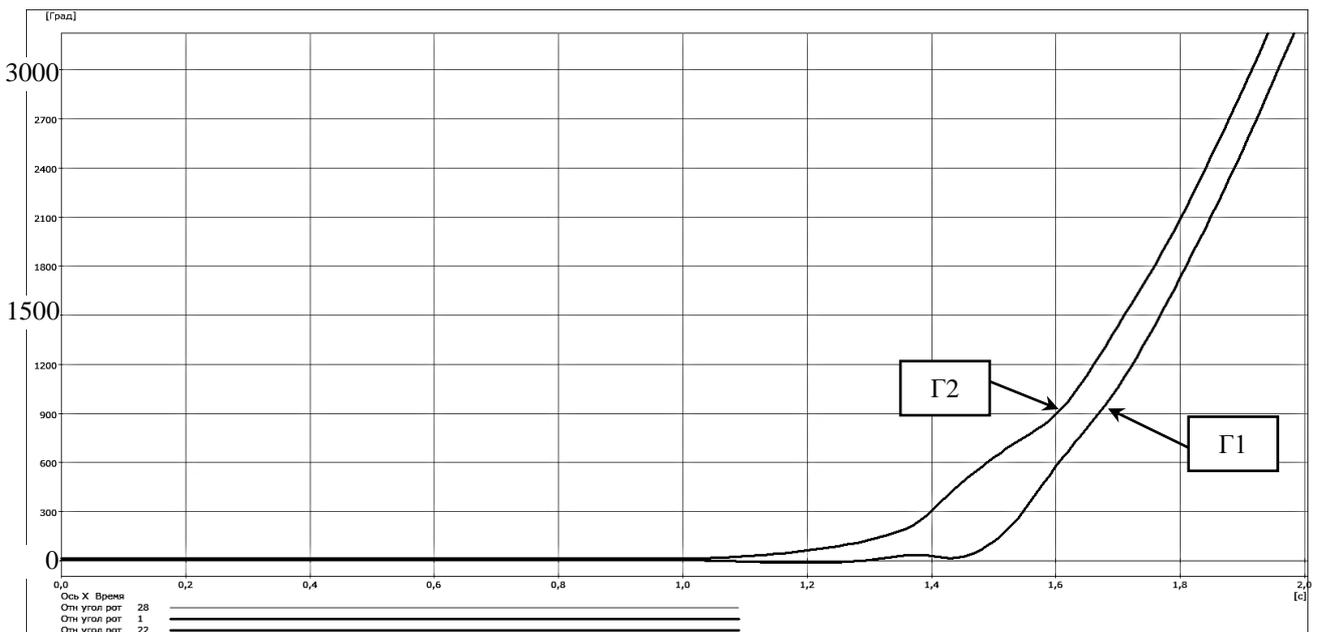


Рисунок 4.22 – Углы роторов Г1 и Г2 (относительно ЭС1) при КЗ в точке 8 длительностью 0,35с (с отключением фидера 8) с учетом деления по Л 5-9 в момент времени 1,4 с

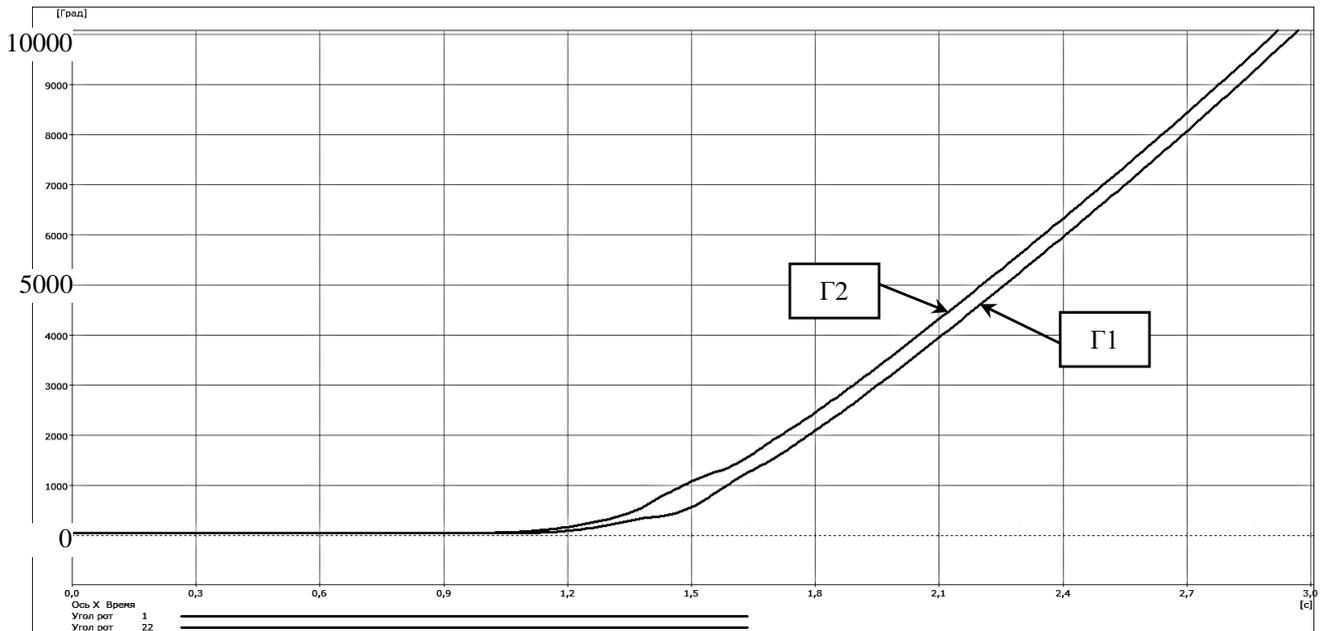


Рисунок 4.23 – Углы роторов Г1 и Г2 при КЗ в точке 8 длительностью 0,35с (с отключением фидера 8) с учетом деления по Л 5-9 в момент времени 1,4 с

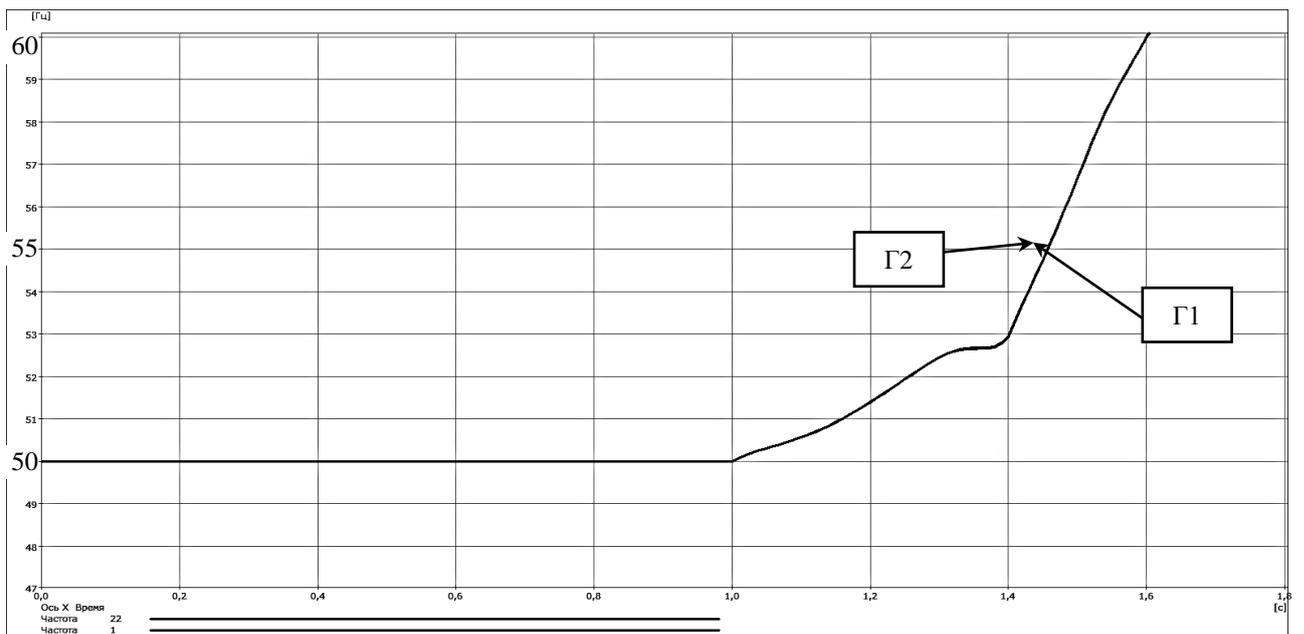


Рисунок 4.24 – Частота в ЭС2 при КЗ в точке 8 длительностью 0,35с (с отключением фидера 8) с учетом деления по Л 5-9 в момент времени 1,4 с

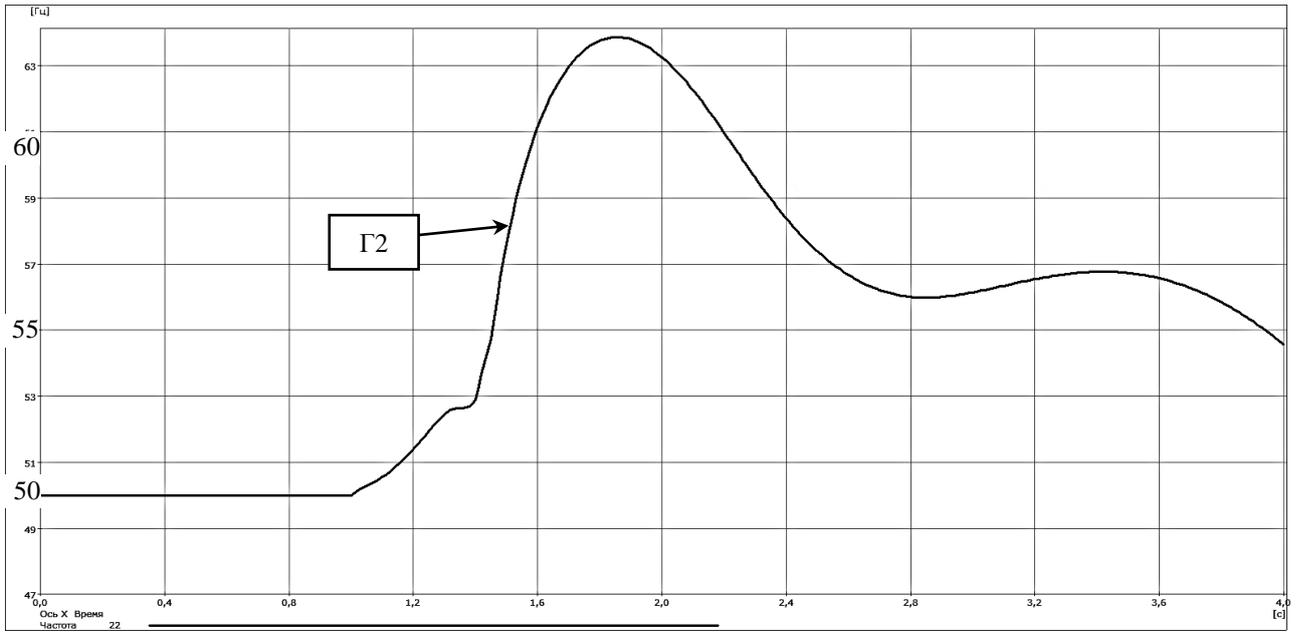


Рисунок 4.25 – Частота в ЭС2 (Г2) при КЗ в точке 8 длительностью 0,35с (с отключением фидера 8) с учетом деления по Л 5-9 в момент времени 1,4 с и балансирующего воздействия в виде ОГ (отключение Г1 в момент времени 1,45) в ЭС2

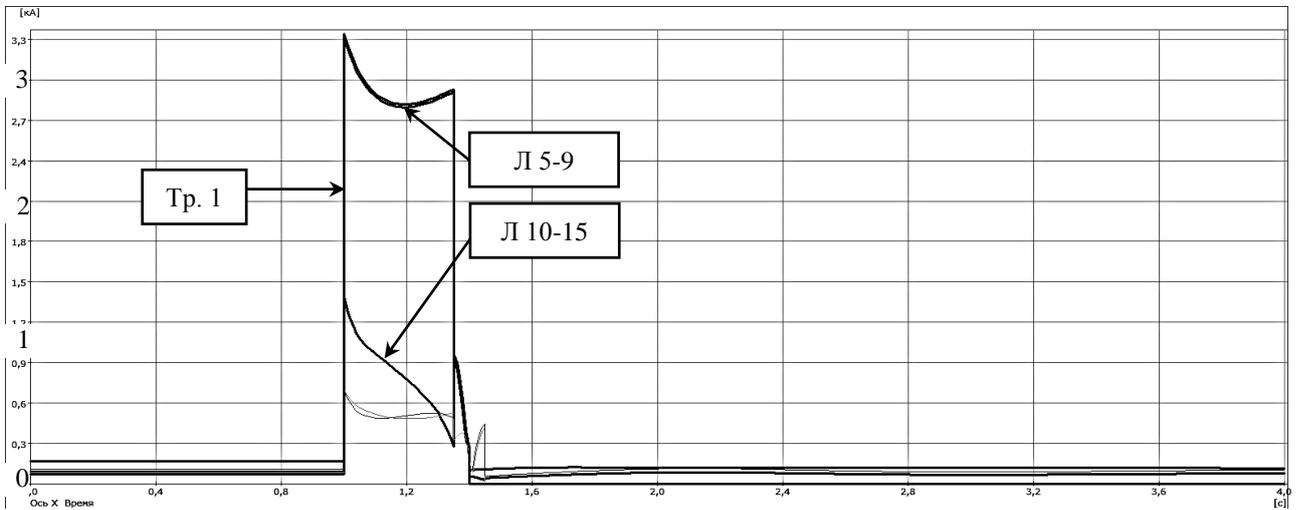


Рисунок 4.26 – Токи в ветвях при КЗ в точке 8 длительностью 0,35с (с отключением фидера 8) с учетом деления по Л 5-9 в момент времени 1,4 с и балансирующего воздействия в виде ОГ (отключение Г1 в момент времени 1,45) в ЭС2

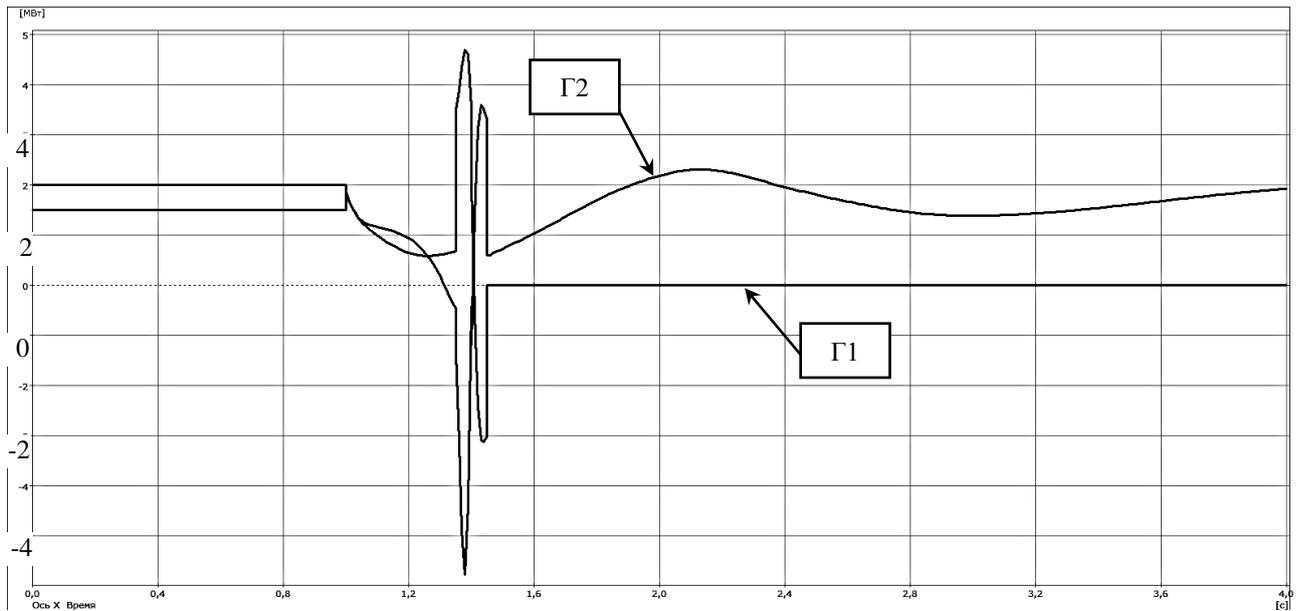


Рисунок 4.27 – Активная мощность генераторов при КЗ в точке 8 длительностью 0,35с (с отключением фидера 8) с учетом деления по Л 5-9 в момент времени 1,4 с и балансирующего воздействия в виде ОГ (отключение Г1 в момент времени 1,45) в ЭС2

Выполним анализ работы предлагаемого *способа опережающего выделения сбалансированного острова сети*.

При возникновении аварийного возмущения - к.з. на фидере нагрузки 6 АОД незамедлительно выявляет факт возникновения аварийного небаланса мощности по признаку импульсного снижения напряжения на шине РП и вырабатывает команду на отключение выключателя первого сечения (9) и генератора Г1 (17). Отключение выключателя В9 снимает ток подпитки КЗ от генераторов энергосистемы малой мощности и создает условия работы релейной защиты в энергосистеме большой мощности, которые были бы в отсутствии параллельной работы подсистем, энергосистема малой мощности отделилась с балансом по активной мощности, что сохранило ее нормальный режим работы. После отключения релейной защитой поврежденного фидера (6) восстанавливаются условия для возобновления параллельной работы подсистем, автоматика воздействует на режим генератора Г2 (20), добиваясь выполнения условий точной синхронизации подсистем, и включает выключатель (9). Далее

этой же автоматикой с энергосистемой синхронизируется генератор Г1 (19) и восстанавливается его первоначальная загрузка. На рисунках 4.28-4.32 представлены графики переходного процесса при управлении автоматикой опережающего деления, которые демонстрируют достижение всех целей.

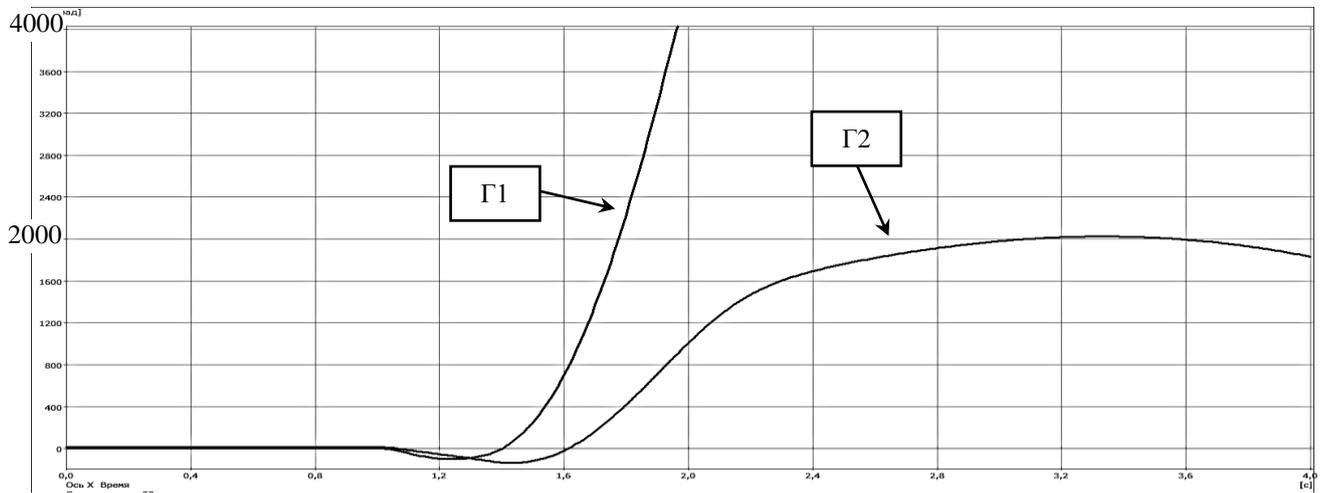


Рисунок 4.28 – Углы роторов Г1 и Г2 (относительно ЭС1) при КЗ в точке 6 длительностью 0,35с (с отключением фидера 6) с отключением Л5-9 и Г1 через 0,1 с после возникновения КЗ

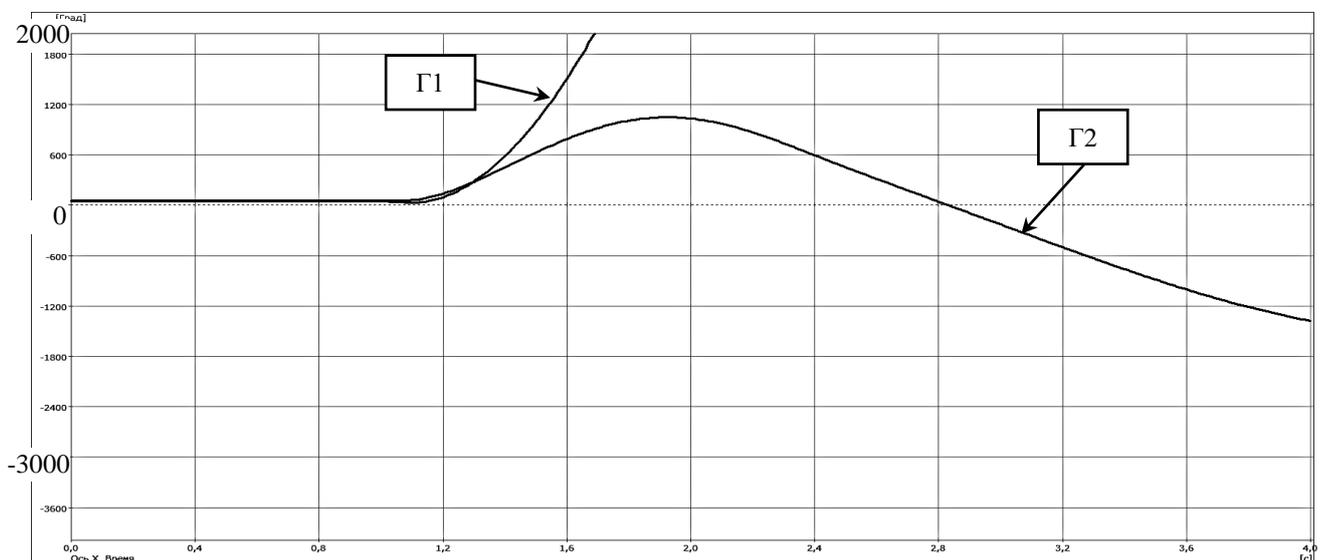


Рисунок 4.29 – Углы роторов Г1 и Г2 при КЗ в точке 6 длительностью 0,35с (с отключением фидера 6) с отключением Л5-9 и Г1 через 0,1 с после возникновения КЗ

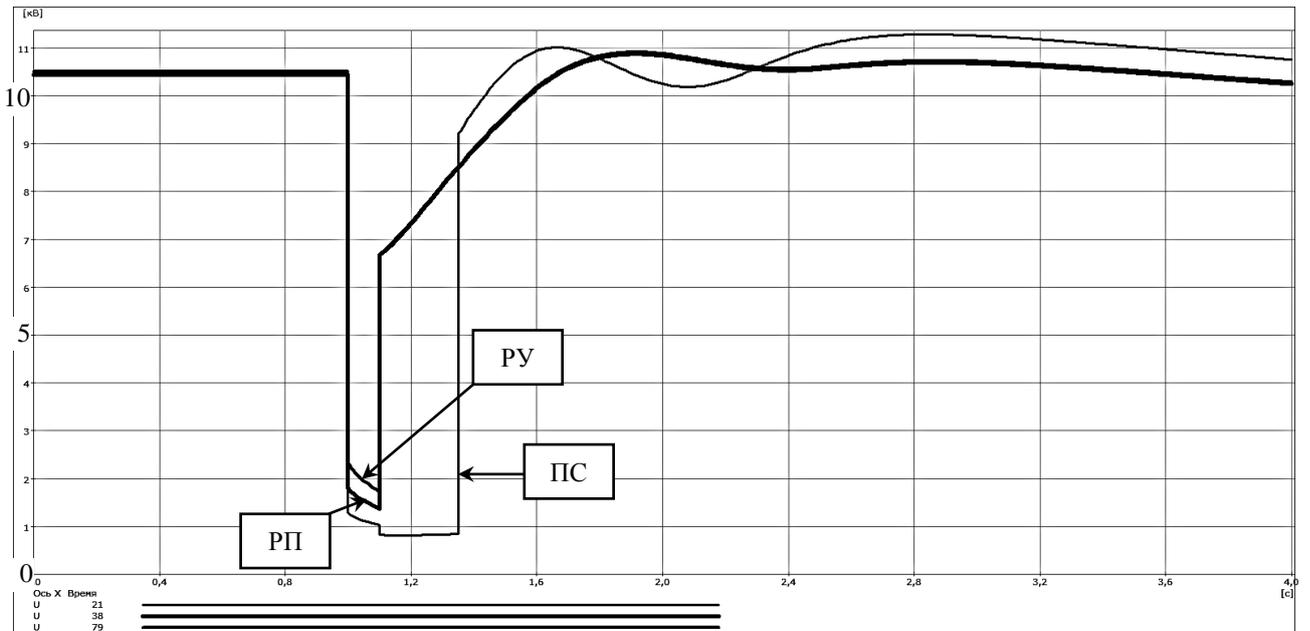


Рисунок 4.30 – Напряжения в узлах при КЗ в точке б длительностью 0,35с (с отключением фидера б) с отключением Л5-9 и Г1 через 0,1 с после возникновения КЗ

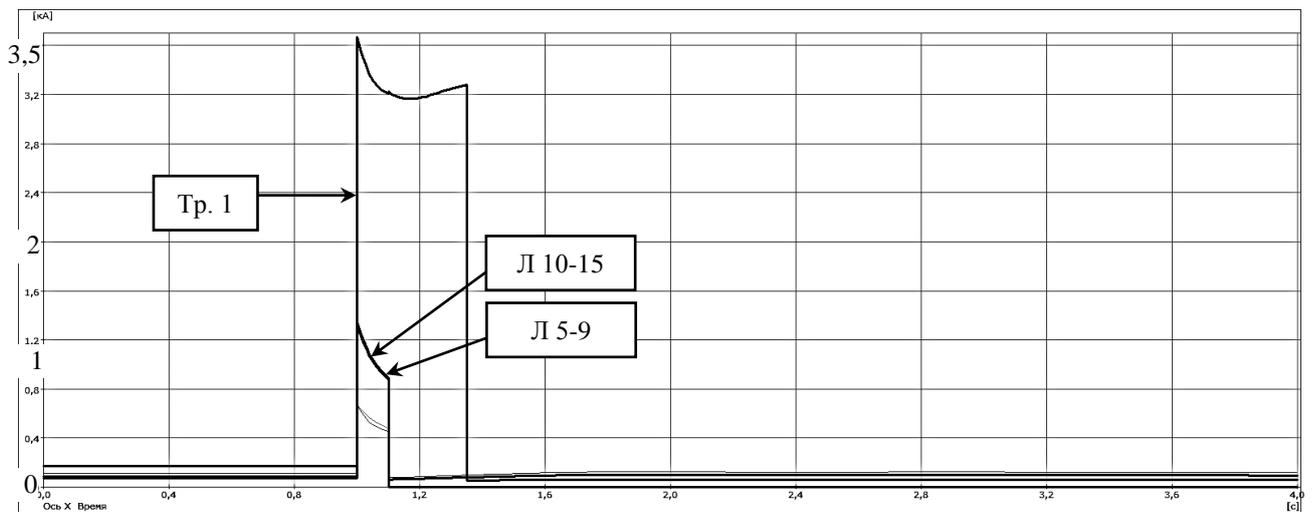


Рисунок 4.31 – Токи в ветвях при КЗ в точке б длительностью 0,35с (с отключением фидера б) с отключением Л5-9 и Г1 через 0,1 с после возникновения КЗ

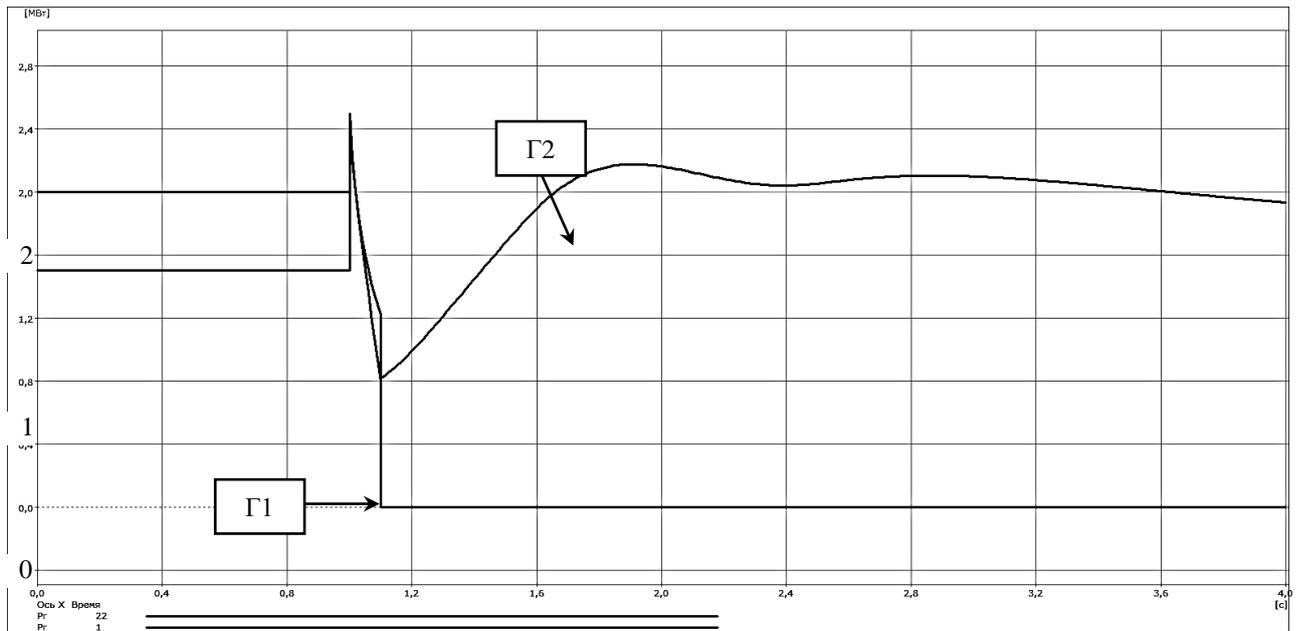


Рисунок 4.32 – Активная мощность генераторов при КЗ в точке б длительностью 0,35с (с отключением фидера б) с отключением Л5-9 и Г1 через 0,1 с после возникновения КЗ

На рисунке 4.33 показаны значения отключаемых токов КЗ и динамических моментов на валах генераторов Г1, Г2 при различных способах управления при возникновении КЗ.

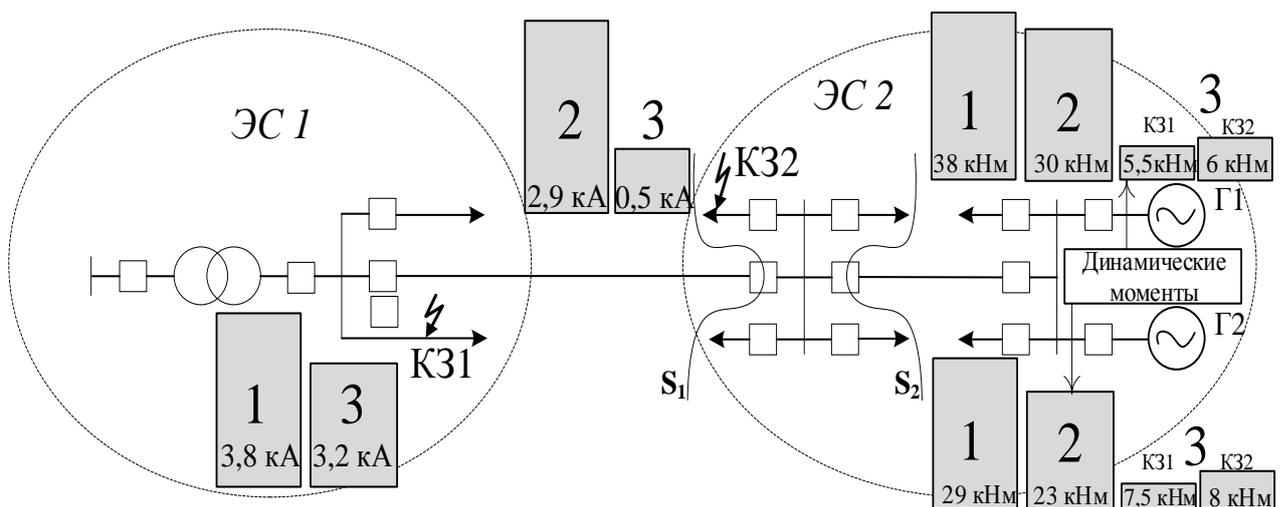


Рисунок 4.33 – Отключаемые токи КЗ и динамические моменты: 1-при КЗ1 без деления сети, 2-при КЗ2 с делением сети действием АЛАР, 3-при КЗ1,2 с опережающим делением сети действием АОД

Выполненное исследование подтверждает, что опережающее сбалансированное деление сети связи энергосистем по фиксированным сечениям обеспечивает снижение отключаемых токов КЗ, 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. Данная автоматика позволяет минимизировать риски отключения генераторов особо чувствительных к изменению активной нагрузки.

Требования к системной автоматике изолированно работающих энергосистем с синхронной распределенной малой генерацией. По результатам выполненных исследований сформулированы следующие *требования к системной автоматике сетей с распределенной малой генерацией:*

При возникновении больших возмущений режима, представляющих угрозу нарушения динамической устойчивости, должно быть предусмотрено ускоренное опережающее или автоматическое максимально сбалансированное разделение сети.

После разделения каждый из отделившихся островов должен автоматически переходить в режим полноценной автономной работы. Выбор сечения или поддержание условий сбалансированного деления по фиксированным сечениям должны осуществляться автоматикой селективного или опережающего сбалансированного деления.

В сечениях для деления должно быть обеспечено автоматическое восстановление параллельной работы.

При наличии протяженных электрических связей между электростанциями необходим автоматический контроль ограничений по статической устойчивости с ограничением выдаваемой электростанциями мощности [61].

ВЫВОДЫ

ИРЭС на базе распределенной малой генерации повышают энергобезопасность территории, энергоэффективность системы энергоснабжения, создают альтернативу традиционной централизованной энергетике.

В результате проведенного исследования схемно-режимных свойств изолированно работающих энергосистем с распределенной синхронной генерацией, связанной электрической сетью на генераторном напряжении предложены в виде рекомендаций к МУ расчетные условия для проектирования и эксплуатации таких энергосистем – характерные режимы и возмущения с учетом особенностей обеспечения их устойчивости и живучести. Приведенные рекомендации позволят рационально проектировать энергосистемы с РМГ, а также обеспечивать эффективную организацию децентрализованного противоаварийного управления.

Предложена автоматика опережающего деления, которая позволяет обеспечить 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты выполненной работы состоят в следующем.

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 энергосистем с РМГ.

Актуальными направлениями будущих исследований по тематике настоящей работы представляются оценка значения времени цикла актуализации, методов оценки допустимости действий агентов на основе систем искусственного интеллекта (нейронных – обучающихся в процессе функционирования энергосистемы). Важной задачей представляется дальнейшее раскрытие понятия функциональности энергосистемы, с определением его единиц измерения.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВР	- автоматический ввод резерва
АДС	- автоматика деления сети
АДП	- аварийно допустимый переток
АЛАР	- автоматика ликвидации асинхронного режима
АОГ	- алгоритм обработки графов
АОД	- автоматика опережающего деления
АОПЧ	- автоматика ограничения повышения частоты
АПВ	- автоматическое повторное включение
АПНУ	- автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРВ	- автоматический регулятор возбуждения
АРС	- автоматический регулятор скорости
АРЧМ	- автоматическое регулирование частоты и мощности
АСД	- автоматика селективного деления
АЧР	- автоматика частотной разгрузки
БД	- база данных
БЗ	- база знаний
ВЛ	- воздушная линия
ВН	- высокое напряжение
ГТУ	- газотурбинная установка
ДС	- деление сети
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство
ИНС	- искусственная нейронная сеть
ИРЭС	-изолированно работающая энергосистема
КЗ	- короткое замыкание
КЛ	- кабельная линия
ЛЭП	- линия электропередачи
МАС	- мультиагентная система

МАСУ	- мультиагентная система управления
МГ	- малая генерация
МДП	- максимально допустимый переток
МУ	- Методические указания по устойчивости энергосистем
НР	- нормальный режим
НН	- низкое напряжение
ОГ	- отключение генераторов
ПА	- противоаварийная автоматика
ПАР	- послеаварийный режим
ПАУ	- противоаварийное управление
ПВК	- программно-вычислительный комплекс
ПГУ	- парогазовая установка
ПО	- программное обеспечение
РЗА	- релейная защита и автоматика
РМГ	- распределенная малая генерация
РП	- распределительный пункт
РПР	- режим повышенного риска
РТ	- разгрузка турбины
РУ	- распределительное устройство
РС	- распределительная электрическая сеть
СУБД	- система управления базами данных
СХН	- статическая характеристика нагрузки
СШ	- система шин
ТП	- трансформаторная подстанция
ЦМ	- цифровая модель
ЭЭС	- электроэнергетическая система
ЭС	- электрическая сеть
JADE	- Java Development Framework
FACTS	- Flexible Alternative Current Transmission Systems

СПИСОК ТЕРМИНОВ

Агент (интеллектуальный агент) - сущность, получающая информацию о состоянии управляемых ими процессов через систему сенсоров и осуществляющая влияние на них через систему актуаторов, при этом их реакция рациональна в том смысле, что их действия содействуют достижению определенных целей.

Величина нечувствительности – изменение сальдо мощности контролируемого района, при котором прекращается дальнейший анализ на наличие снижения функциональности в контролируемом районе.

Действия агента – изменение схемы распределительного устройства (РУ), режима выработки или потребления в узле, прием или передача сообщений.

Запрос – сообщение, направляемое агентом, содержащее информацию о планируемых или реализованных действиях.

Зона принятия решения – множество агентов, задействованных в процессе мультиагентного управления в соответствии с едиными правилами поведения агентов.

Инициатор – агент, в контролируемом районе которого произошло снижение функциональности, инициирующий начало работы МАС.

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

Мультиагентная система управления – система управления, образованная группой взаимодействующих агентов, используемая для решения таких задач, которые сложно или невозможно решить с помощью более простой системы (одного агента или технической системы) или решение которых более эффективно с помощью мультиагентной системы управления с точки зрения технологической или экономической целесообразности.

Отказ – сообщение, направляемое агентом в ответ на запрос, содержащее информацию о недопустимости намечаемых/выполненных действий.

Разрешение – сообщение, направляемое агентом в ответ на запрос, содержащее информацию о подтверждении готовности к изменениям.

Распределенная генерация – источники электроэнергии ограниченной мощности (от нескольких кВт до нескольких десятков МВт), подключенные к шинам распределительной подстанции, в т.ч. на стороне нагрузки, и оснащенные автоматикой для обеспечения синхронной работы с энергосистемой, отключения от энергосистемы и поддержания автономной работы.

Смежный агент – агент, с узлом которого имеется прямая электрическая связь.

Участник – агент, готовый к действиям (изменению/перераспределению по шинам генерации или потребления) в своем узле, способный повысить функциональность в контролируемом инициатором районе.

Функциональность – набор функций, предоставляемых системой, заключается в ее способности осуществлять электроснабжение потребителей, обеспечивать требуемые надежность и качество электроэнергии. Обеспечение функциональности связано с наличием достаточных резервов мощности и топлива (или воды) на электростанциях. Кроме того, в структуре генерирующих мощностей должны быть предусмотрены в необходимом размере маневренные мощности, позволяющие обеспечить покрытие переменной части графика нагрузки системы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Баринов, В. А. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. / В. А. Баринов // Анализ и прогнозы. – 2010. - №3 (322). - С. 13-20.
- 2 Национальная технологическая инициатива: Программа мер по формированию принципиально новых рынков и созданию условий для глобального технологического лидерства России к 2035 году. [Электронный ресурс]: 2016 г. – Режим доступа: <https://asi.ru/nti/> свободный (Дата обращения: 20.10.2016 г.).
- 3 Воропай, Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы / Н.И. Воропай // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2011. - № 3 (20). – С.11-16.
- 4 Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. О कोरोков // Энергоэксперт. – 2010. – №2. – С. 52-58.
- 5 Воропай, Н. И. Снижение рисков каскадных аварий в электроэнергетических системах / Н. И. Воропай. – Новосибирск: издательство СО РАН, 2011. – 303 с.
- 6 Воропай, Н. И. Энергопрогноз. Учёные не знают, какой будет энергетика будущего [Электронный ресурс] / Н. И. Воропай. // Общественно-политическая и деловая газета «Восточно-Сибирская Правда». - Режим доступа: <http://www.vsp.ru/social/2007/02/24/419964> свободный (Дата обращения: 10.09.2016 г.).
- 7 Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Воропай Н.И. // Малая энергетика: труды Международной научно-практической конференции. – Москва. - 2005. – С. 9-11.
- 8 Отраслевой обзор «Распределенная энергетика 2010-2015 (Рынок газотурбинных установок для электростанций малой и средней мощности)»: издательство «INFOLine». - 2012 г. – 113 с.

9 Успенский, М.И. Причины возникновения и меры противодействия крупным авариям в электроэнергетических системах / С.О. Смирнов, М.И. Успенский // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2012. - 1(9). – С.68-77.

10 Воропай, Н.И. Восстановление системы электроснабжения с распределенной генерацией после крупной аварии / Н.И. Воропай Буй, Динь Тхань // Журнал «Промышленная энергетика». - 2011. - №8. - С.12-18.

11 Успенский, М.И. Комплексный метод восстановления схемы электроснабжения потребителей распределительной сети / М.И. Успенский, И.В. Кызродев // Электричество. – 2002. - №12. - С.36-40.

12 Успенский, М.И. Система поиска схемы восстановления электроснабжения потребителей [Электронный ресурс] / М.И. Успенский, И.В. Кызродев // Режим доступа: http://energy.komisc.ru/downloads/docs/sbornik_2004/1_18.pdf свободный. (Дата обращения: 20.10.2016 г.).

13 Баасан Бат-Ундрал. Методы комплексного исследования нормальных и послеаварийных режимов систем электроснабжения с распределенной генерацией: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Баасан Бат-Ундрал. – Иркутск. - 2009. – 23 с.

14 Свободная энциклопедия Википедия. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org> свободный. (Дата обращения: 20.10.2015 г.).

15 СТО 17330282.27.010.001-2008 Стандарт организации. Электроэнергетика. Термины и определения. Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации "ЕЭС России". г. Москва. – 2008. - 1783 с.

16 Фишов, А.Г., Структурная адаптация электроэнергетических систем к режимам. автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.14.02 / А.Г. Фишов. – Новосибирск. - 1992. – 51 с.

17 Шевцов, А.Н. Агентно-ориентированные системы от формальных моделей к промышленным приложениям. Вологодский государственный технический университет. / Шевцов А.Н. [Электронный ресурс]: Режим доступа:

<http://www.ict.edu.ru/ft/005656/62333e1-st20.pdf>. свободный (Дата обращения: 20.05.2014 г.).

18 План мероприятий («дорожная карта») «Энерджинет» Национальной технологической инициативы. [Электронный ресурс]: Режим доступа: http://fasie.ru/upload/docs/DK_energynet.pdf. свободный (Дата обращения: 20.10.2016 г.).

19 Фишов, А. Г. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями / С. Т. Исмаилов, С. С. Труфакин, А. Г. Фишов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013 г. - С. 99-100.

20 Исмаилов С. Т. Регулирование напряжения на подстанциях распределительной электрической сети с контролем режима прилегающего района: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Исмаилов С. Т. – Новосибирск. - 2014 г. – 20 с.

21 Фишов, А. Г. Способ регулирования напряжения узла электрической сети / Фишов А. Г., Денисов В. В., Кобец Б. Б. - № 3937357; заявл.01.08.85; опубл. 08.10.88, Бюл. № 5. – 4 с.

22 Junichi Nagata. Knowledge Based Behavior Interface: Its Application to Power Network Restoration Support System / Masahiko Kunugi, Junichi Nagata, Hideki Saito // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. - №. 11(1).

23 Успенский, М.И. Комплексный метод восстановления схемы электроснабжения потребителей распределительной сети / М.И. Успенский, И.В. Кызродев // Электричество. – 2002. - №12. - С.36-40.

24 Успенский, М.И. Совместное использование искусственных нейронных сетей и алгоритмов обработки графов при поиске схемы питания потребителей распределительной сети/ / М.И. Успенский, И.В. Кызродев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. 2000. - № 51. – С. 274-278.

- 25 Arturo S. Bretas. Artificial Neural Networks in Power System Restoration / Arturo S. Bretas, Arun G. Phadke, Fellow // IEEE transactions on Power delivery. - 2003. - № 18(4).
- 26 Rubén Romero. Artificial Neural Networks and Clustering Techniques Applied in the Reconfiguration of Distribution Systems / Harold Salazar, Ramón Gallego, Rubén Romero // IEEE transactions on Power delivery. - 2006. - №21 (3).
- 27 Arshad Saleem. Multiagent based protection and control in decentralized electric power systems. / Arshad Saleem, Morten Lind, Manuela M. Veloso // 9th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems AAMAS. - 2010.
- 28 Arshad Saleem. Agent Services for Situation Aware Control of Power Systems With Distributed Generation / Arshad Saleem, Kai Heussen, Morten Lind // IEEE pes general meeting. - 2009. - № 3. - P.1-7.
- 29 Arshad Saleem. Control Architecture of Power Systems. / Kai Heussen, Arshad Saleem, Morten Lind. // IEEE PES. - 2009 DOI: 10.1109/PES.2009.5275963. - P.1-8.
- 30 Jignesh M. Solanki. Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators / Jignesh M. Solanki, Sarika Khushalani Solanki, Noel Schulz // Integrated Computer-Aided Engineering. – 2010. - №17. - P 331–346.
- 31 Jignesh M. Solanki. A Multi-Agent Solution to Distribution Systems Restoration / Jignesh M. Solanki, Sarika Khushalani, Noel N. Schulz // IEEE transactions on Power Systems. – 2007. - № 22 (3). – P. 1026-1034.
- 32 McArthur. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications / McArthur, S. D. J. and Davidson, E. M. and Catterson, V. M. and Dimeas, A. L. and Hatziargyriou, N. D. Ponci, F. Funabashi, T. // Multi-agent systems for power engineering applications - part 2: technologies, standards and tools for building multi-agent systems. IEEE Transactions on Power Systems. - 2007. - 22 (4). P. 1753-1759.
- 33 David A. Cohen. Intelligent Agent Applications for Integration of Distributed Energy Resources within Distribution Systems / David A. Cohen. // Power

and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. - 2008. [Электронный ресурс], - <http://ieeexplore.ieee.org/document/4596818> - статья в интернете.

34 Zhenhua Jiang. Agent-Based Control Framework for Distributed Energy Resources Microgrids / Zhenhua Jiang // Intelligent Agent Technology. IEEE/WIC/ACM International Conference. – Hong Kong. - 2006. – P. 646–652. DOI: 10.1109/IAT.2006.27.

35 Sergio Rivera. Coordination and Control of Multiple Microgrids Using MultiAgent Systems / Sergio Rivera, Amro Farid, Kamal Youcef-Toumi // Energypath 2013: Our Global Sustainable Energy Future. Philadelphia, PA, USA. - 2013. P.1-5.

36 Stephen McArthur. Distributed Smart Control / Stephen McArthur, Phil Taylor. [Электронный ресурс], - <https://drive.google.com/file/d/0B2wnQuwdaaO9V0hZOGRRMlQ0Rms/view?usp=sharing>.

37 McArthur St.D.J. Distribution Power Flow Management Utilizing an Online Constraint Programming Method / Dolan M.J., Davidson E.M., Ault G.W., Bell K.R.W., St.D.J. McArthur // IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID. – 2013. – № 4. – P. 798–805.

38 Ruchi Gupta. A Multi-Agent Framework for Operation of a Smart Grid / Ruchi Gupta, Deependra Kumar Jha, Vinod Kumar Yadav, Sanjeev Kumar // Energy and Power Engineering. – 2013. – № 5. – P.1330–1336.

39 Dimeas, A.L. Development of an Agent Based Intelligent Control System for Microgrids / S.J. Chatzivasiliadis, N.D.Hatziargyriou, A.L. Dimeas // Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. - 2008. – P. 1–6. DOI:10.1109/PES.2008.4596481.

40 S.D.J. McArthur. AuRA-NMS: An Autonomous Regional Active Network Management System for EDF Energy and SP Energy Networks / E.M. Davidson, M.J. Dolan, G.W. Ault, S.D.J. McArthur // Power and Energy Society General Meeting/ - 2010. – P. 1–6. DOI:10.1109/PES.2010.5590045.

41 Cohen, D.A. Intelligent Agent Applications for Integration of Distributed Energy Resources within Distribution Systems / D.A. Cohen // Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. - 2008. – P. 1–5. DOI: 10.1109/PES.2008.4596818.

42 Cohen D. Is A deployed multi-agent framework for distributed energy applications / Cohen D. // Proceedings of the fifth international joint conference on Autonomous agents and multiagent systems. – 2006. – P. 676-678.

43 Nagata, T. A Multi-Agent Approach to Power System Restoration / T . Nagata, H. A. Sasaki // IEEE transactions on power systems. – 2002. – № 2(17). – P. 457–462. DOI:10.1109/TPWRS.2002.1007918.

44 Hak-Man Kim. Multiagent System for Autonomous Operation of Islanded Microgrids Based on a Power Market Environment / Hak-Man Kim, Tetsuo Kinoshita, Myong-Chul Shin // Energies. – 2010. – № 3. (12). – P. 1972–1990. DOI: 10.3390/en3121972.

45 Chong Shao. Operation of Microgrid Reconfiguration based on Multi-Agent System / Chong Shao, Chen Xu, Shan He, Xiangning Lin // TENCON 2013 – 2013 IEEE Region 10 Conference (31194). – 2013. – P. 1–4. DOI: 10.1109/TENCON.

46 JM Solanki. Reconfiguration for restoration of power systems using a multi-agent system / JM Solanki, NN Schulz, W Gao // Power Symposium. Proceedings of the 37th Annual North American. – 2005. - P. 390-395.

47 S Khushalani. Restoration optimization with distributed generation considering islanding / S Khushalani, NN Schulz // Power Engineering Society General Meeting. - 2005. - P.2445-2449.

48 JM Solanki. Multi-agent system for islanded operation of distribution systems / JM Solanki, NN Schulz // Power Systems Conference and Exposition. - 2006. P. 1735-1740.

49 JM Solanki. Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators / JM Solanki, SK Solanki, N Schulz // Integrated Computer-Aided Engineering. – 2010. - 17 (4). - P. 331-346.

50 Project aiming to develop a simple to use yet powerful software tool for design, analysis and simulation of power systems. [Электронный ресурс]: Режим доступа: www.interpss.org. свободный. (Дата обращения 10.09.2016 г.).

51 Мукатов, Б.Б. Исследование реконфигурации электрических сетей с распределенной генерацией в аварийных режимах / А.Г. Фишов, И.А. Ефремов, Б.Б. Мукатов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2014. – № 4 (25). – С. 90–103. DOI: 10.17212/1727-2769-2014-4-90-103.

52 Мукатов, Б.Б. Обеспечение живучести энергосистем при развитии распределенной генерации / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Вестник Алматинского университета энергетики и связи. – 2013. – № 4 (23). – С. 6–15.

53 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.

54 Илюшин, П.В. Возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей от объектов распределенной генерации. [Электронный ресурс], - http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/c6_rus - статья в интернете.

55 Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению. / П.В. Илюшин // Энергоэксперт. – 2015. - № 1. - С. 58-62.

56 Чусовитин П. Обобщение мировых тенденций развития распределительных сетей (по итогам участия в 45 сессии СИГРЭ [Электронный ресурс],- http://www.cigre.ru/activity/session/session_2014/docs/Chusovitin_report.pdf - статья в интернете.

57 Бартолемей, П.И. Анализ влияния распределенной генерации на свойства ЭЭС. / [Электронный ресурс], - <http://isem.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S4-05r.pdf> - статья в интернете.

58 Подготовка материалов для разработки новых «Методических указаний по устойчивости энергосистем». Методические указания по

устойчивости энергосистем: отчет о НИР (заключительный) / ОАО «НИИПТ»; рук. Кощеев Л. А.; исполн.: Шлайфштейн В. А. [и др.]. – СПб., 2007. – 56 с.

59 Российская Федерация. Законы. О техническом регулировании [Текст] : федер. закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ (ред. от 30.12.2009 г.) : [принят Гос. Думой 15 дек. 2002 г. : одобр. Советом Федерации 18 дек. 2002 г.] // Российская газета. – №245. – 2002. – 31 декабря.

60 Тутундаева, Д.В. Мониторинг допустимости послеаварийных режимов электроэнергетических систем: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Тутундаева Д.В. – Новосибирск. - 2011 г. - 202 с.

61 Шиллер, М.А. Контроль устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией: диссертация ... кандидата технических наук: 05.14.02 / Шиллер Мария Александровна. - Новосибирск. - 2015. - 150 с.

62 Методические указания по устойчивости энергосистем - М.: Изд-во НЦ ЭНАС. - 2004. - 14 с.

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

64 J.A. Pecas Lopes. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities / J.A. Pecas Lopes. N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins // Electric Power Systems Research. – 2007. - №77. - P. 1189-1203.

65 Патент 2500061, МПК H02H. Способ контроля запасов устойчивости режима синхронных электрических машин, включенных в электрическую сеть / А. Г. Фишов // НГТУ - 2011149250; заяв. 02.12.11; опуб. 27.11.13. - 10 с. Дополнительно: приоритет от 02.12.11, выдавшая страна: РФ, сведения об издании: Бюллетень № 33.

66 Fishov, A. Stability monitoring and control of generation based on the synchronized measurements in nodes of its connection / A. Fishov, M. Shiller, A.

Dekhterev, V. Fishov // Journal of Energy and Power Engineering. – 2015. - №9 (1). P.59-67.

67 Успенский, М.И. Причины возникновения и меры противодействия крупным авариям в электроэнергетических системах / С.О. Смирнов, М.И. Успенский // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2012. - № 1(9). – С. 68-77

68 Булатов, В. Г. Алгоритмы оптимальной реконфигурации распределительной сети / В. Г. Булатов, В. В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. Серия Энергетика. - 2013. - № 13 (2). - С. 14-18.

69 Juncheng Si. Research on Power System Controlled Islanding / Juncheng, Si; Jiping, Jiang; Famin, Cheng; and Lei, Ding // The IPSI BGD Transactions on Internet Research. – 2015. - № 11 (2). – P. 26-30.

70 Jignesh M Solanki. Using intelligent multi-agent systems for shipboard power systems reconfiguration / Jignesh M Solanki, Noel N Schulz // Proceedings of the 13th International Conference on, Intelligent Systems Application to Power Systems. – 2005. – P.212-214.

71 J Solanki. Charging coordination of Plug-In Electric Vehicles based on the line flow limits and power losses / P Alluri, J Solanki, SK Solanki // [Электронный ресурс], - <http://ieeexplore.ieee.org/document/7229623/> - статья в интернете.

72 J Solanki. Multi-objective control scheme to improve the performance of three-phase grid-connected PV generation / J Han, SK Solanki, J Solanki // Power and Energy Society General Meeting. - 2012. - P.1-6.

73 James W. Feltes. Some Considerations in the Development of Restoration Plans for Electric Utilities Serving Large Metropolitan Areas / James W. Feltes, Carlos Grande-Moran, Patrick Duggan, Serge Kalinowsky, Mohsen Zamzam, Vinod C. Kotecha, F. Paul de Mello // IEEE transactions on Power Systems. – 2006. - №2 (21). – P.909-915.

74 Carson W. Taylor. The anatomy of a power grid blackout - Root causes and dynamics of recent major blackouts / Pouyan Pourbeik, Prabha S. Kundur, Carson W. Taylor // IEEE Power & Energy magazine. - 2006. - № 6. - P.22-29

- 75 Adibi, M.M. Restoration from cascading failures / M.M. Adibi, L.H. Fink // IEEE Power & Energy magazine. - 2006. - № 5. P.68-77.
- 76 Roberto Salvati. Restoration Project / Roberto Salvati, Marino Sforna, Massimo Pozzi // IEEE power & energy magazine. - 2004. - № 1. – P. 44 – 51.
- 77 Lei Wang. Implementation of online security assessment / Lei Wang, Kip Morison // IEEE Power & Energy magazine. - 2006. - № 5. - P.46-59.
- 78 Xiaoming Wang. Slow Coherency grouping based islanding using Minimal Cutsets and generator coherency index tracing using the Continuation Method. Xiaoming Wang. / A dissertation submitted to the graduate faculty in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor Of Philosophy. Iowa State University. - 2005. – 149 P.
- 79 Jun-ichi Nagata. Knowledge-Based Behavior Interface: Its Application to Power Network Restoration Support System / Masahiko Kunugi, Jun-ichi Nagata, Hideki Saito // IEEE Transactions on Power Systems. - 1996. - № 1 (11). - P. 383-389.
- 80 Chen-Ching Liu. Optimal Generator Start-Up Strategy for Bulk Power System Restoration / Wei Sun, Chen-Ching Liu, Li Zhang // IEEE transactions on Power Systems. – 2011. - № 3 (26). – P.1357-1366.
- 81 Arias-Albornoz M. Distribution Network Configuration for Minimum Energy Supply Cost / M. Arias-Albornoz, H. Sanhueza-Hardy // IEEE Transactions on Power Systems. – 2004. - № 1 (19). – P. 538-542.
- 82 Dong Z. Capacitor Switching and Network Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution System / Z. Dong, F. Zhengcai, Y. Du, Z. Liuchun // IEEE, PES GM. - 2006. - № 3. – P.6.
- 83 Веников, В.А. Электрические системы. Т.2. Электрические сети / В.А. Веников [и др.] - М.: Высшая школа, 1971. - 440 с.
- 84 Воропай, Н.И. Теория систем для электроэнергетиков. / Н.И. Воропай. - Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000. – 273 с.
- 85 Воропай, Н.И. Предпосылки и перспективы развития распределенной генерации в электроэнергетических системах. / Н.И. Воропай // Энергетика:

управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сб. докл. Всерос. н.-т. конф. – Благовещенск. - 2005.

86 Mendez, V.H. Impact of Distributed Generation on Distribution Losses / V.H. Mendez, J. Rivier // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2006. - № 28(4). - P. 244-252.

87 Dorigo, M. The Ant System: Optimization by a Colony of Cooperating Agents / M. Dorigo, L.M. Gambardella // IEEE Transactions on System, Man, and Cybernetics-Part B: Cybernetics. – 1996. – № 1 (26). – P. 1-13.

88 Программа развития ветроэнергетики в Республике Казахстан до 2015 года с перспективой до 2030 года. [Электронный ресурс] / Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация. Комитет по Возобновляемым Источникам Энергии. – Режим доступа: www.windenergy.kz. свободный. (Дата обращения 10.10.2016 г.).

89 Фишов, А. Г. Сценарии развития региональной энергосистемы в современных условиях / А. Г. Фишов, Р. С. Калюжный // Научный вестник НГТУ. – 2012. - №3 (48). - С.161-172.

90 Sergio Rivera. A Multi-Agent System Coordination Approach for Resilient Self-Healing Operation of Multiple Microgrids [Электронный ресурс], - <http://amfarid.scripts.mit.edu/resources/Books/SPG-BC01.pdf> - статья в интернете.

91 San Luis Obispo. Distributed generation: Issues concerning a changing power grid paradigm / A Thesis, San Luis Obispo. Faculty of California Polytechnic State University, 2010. [Электронный ресурс], - <http://digitalcommons.calpoly.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1311&context=theses/> - диссертация в интернете.

92 Ядыкин, И.Б. Мультиагентная система иерархического управления режимом электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / И.Б. Ядыкин, С.Н. Васильев, Н.Н. Бахтадзе // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013 г. - С. 1-8.

93 Нудельман, Г.С. Исследование режимов электроэнергетических систем с распределенной генерацией / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013 г. - С. 1-8.

94 Горевой, Д.В. Экспертная система по переключениям в высоковольтных электрических сетях: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. - Горевой Д.В. Новосибирск - 2002. - 22 с.

95 Петрищев, А.В., Разработка экспертной системы анализа коммутационного состояния электрических сетей: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02, -Петрищев А.В. Новосибирск - 2004. - 24 с.

96 Семенов, В.А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. – Москва: Издательство МЭИ. - 2000 г. – 649 с.

97 Рыхтер, В.О., Тенденции развития рынка оборудования малой генерации / В.О. Рыхтер, О.Б. Зильберштейн // Интернет-журнал «Науковедение». – 2015. - № 4 (7). – С. 1–18.

98 Jorge Cárdenas. SmartGrid. What is really behind this word? Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation / Jorge Cárdenas // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013 г.

99 Dorel Soares Ramos. Load Shedding Application within a Microgrid to Assure Its Dynamic Performance during Its Transition to the Islanded Mode of Operation / Dorel Soares Ramos, Tesoro Elena Del Carpio-Huayllas, Ricardo Leon Vasquez-Arnez // Energy and Power Engineering. – 2013. - № 5. - P.437-445.

100 The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion [Электронный ресурс] / A study pursuant to section 1817, U.S. Department of Energy, 2007. Режим доступа: <https://www.ferc.gov/legal/fed-sta/exp-study.pdf>, свободный. (Дата обращения 20.05.2015 г.).

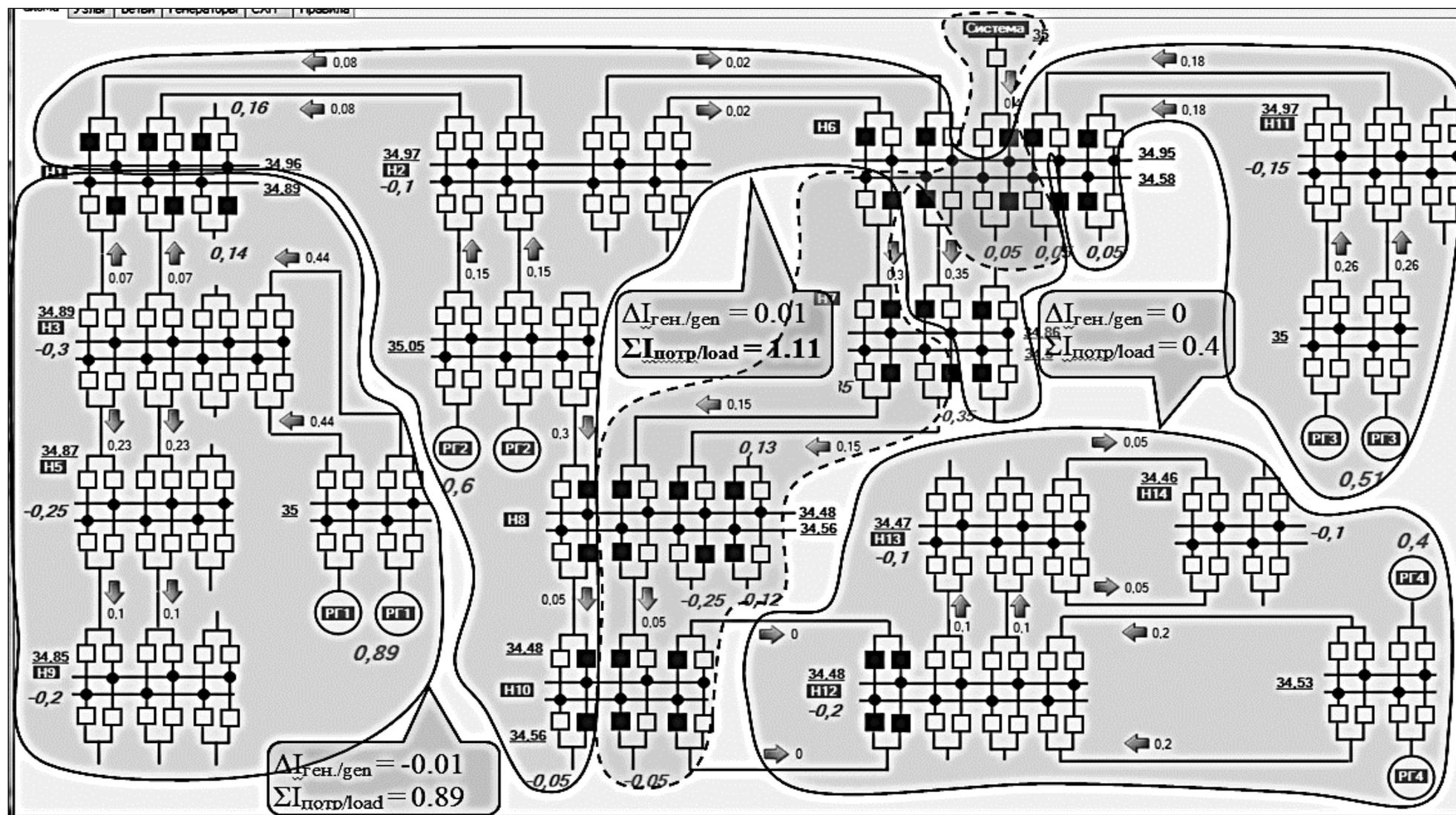


Рисунок А.2 – Схема сети после разделения системы на сбалансированные подсистемы. 2 схема

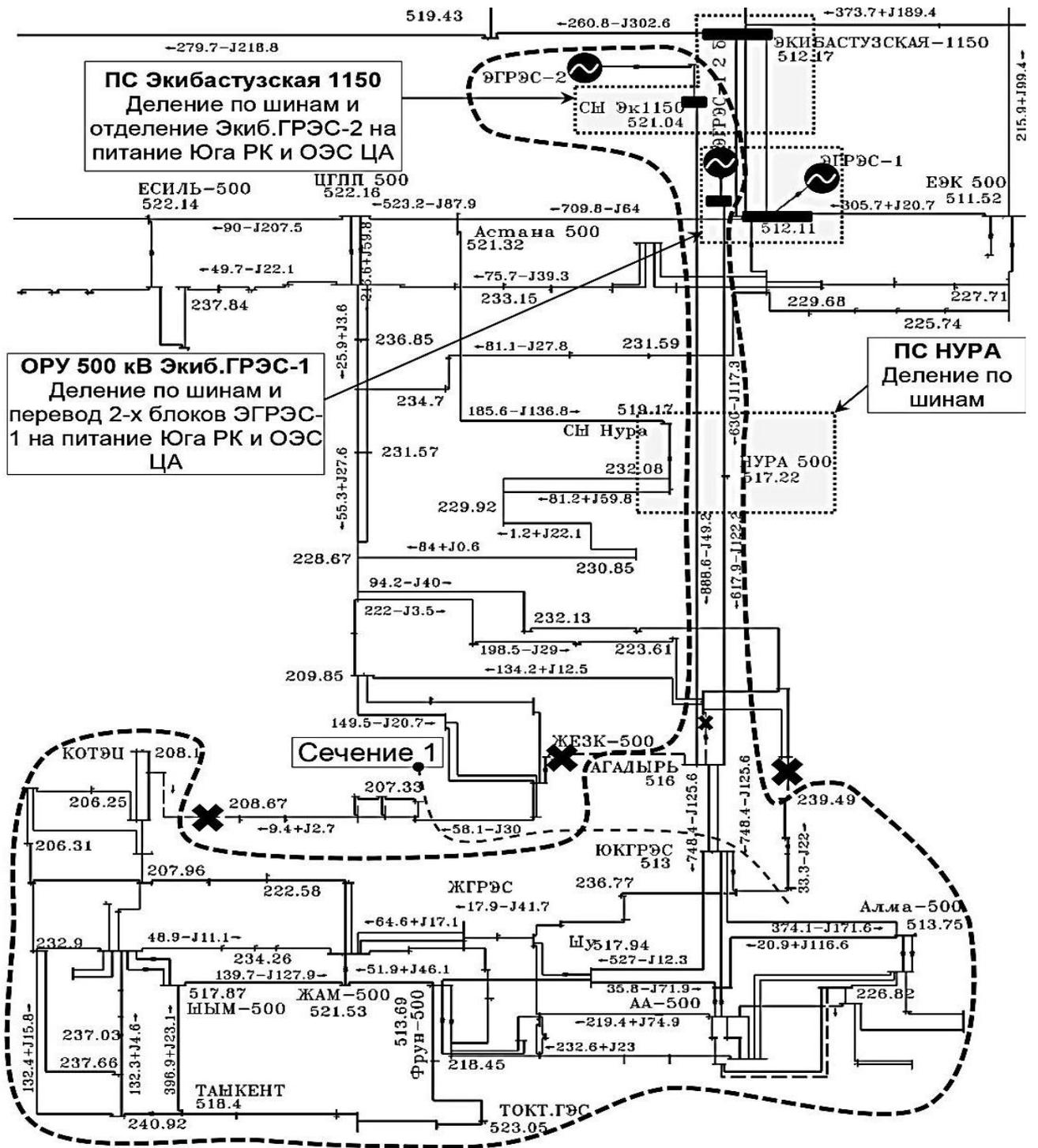


Рисунок А.4 – Режим ЭЭС после реконфигурации с выделением части генерации Северной части ЭЭС Казахстана на электроснабжение юга Казахстана и ОЭС ЦА

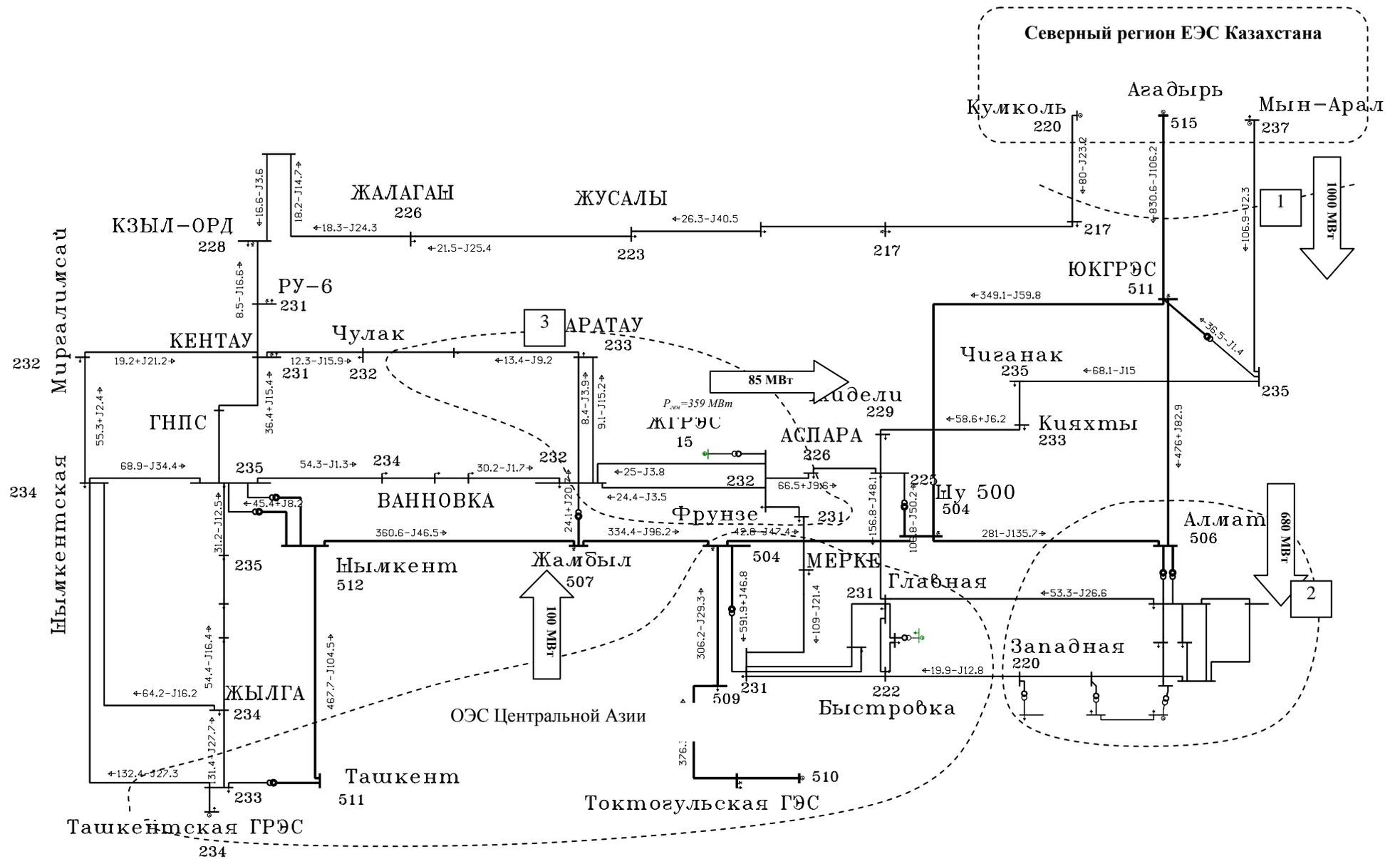


Рисунок А.5 – Доаварийный режим работы Южной Зоны ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии

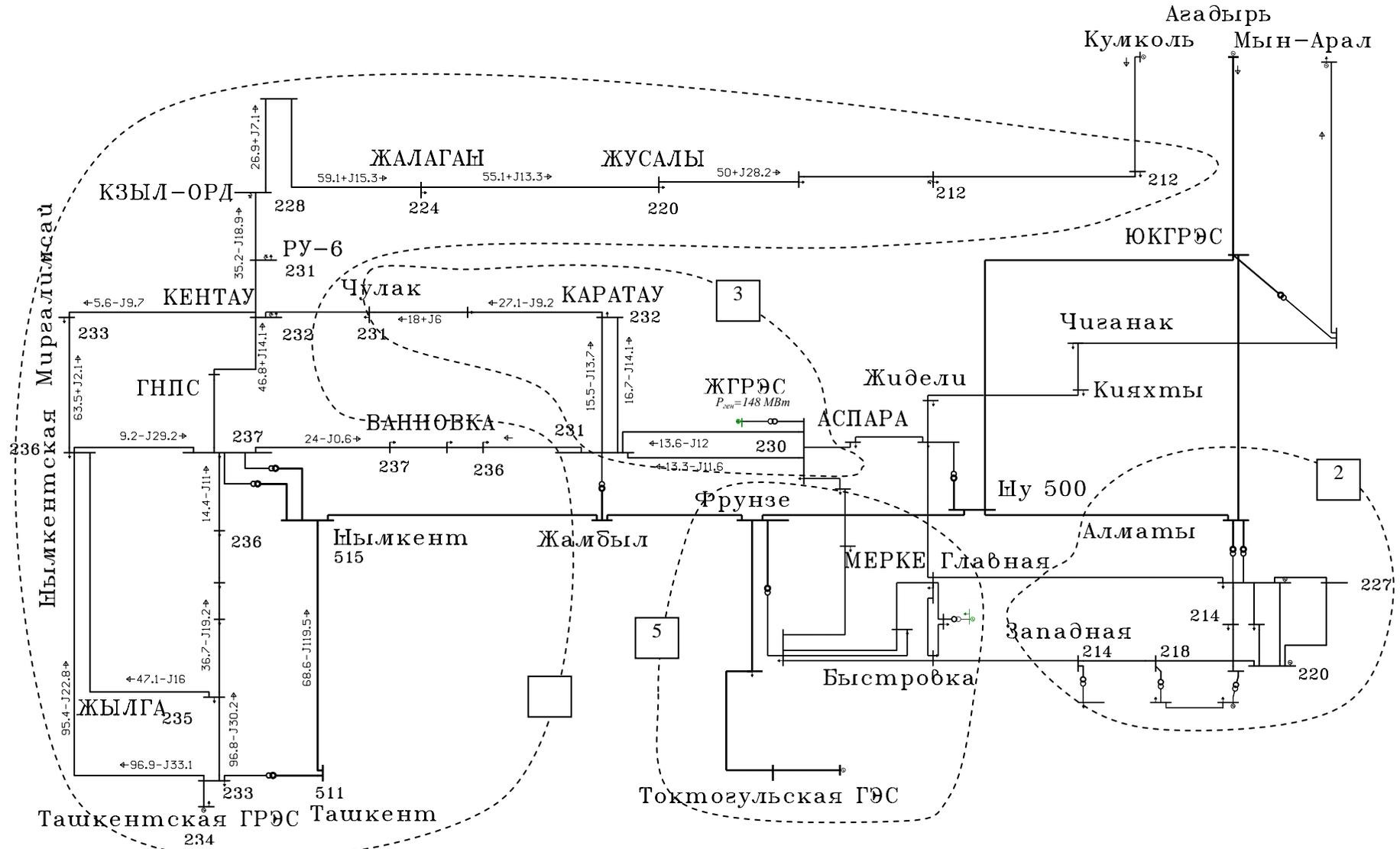


Рисунок А.7 – Режим работы Южных областей ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии после отключения ВЛ

500 кВ Шымкент-Жамбыл

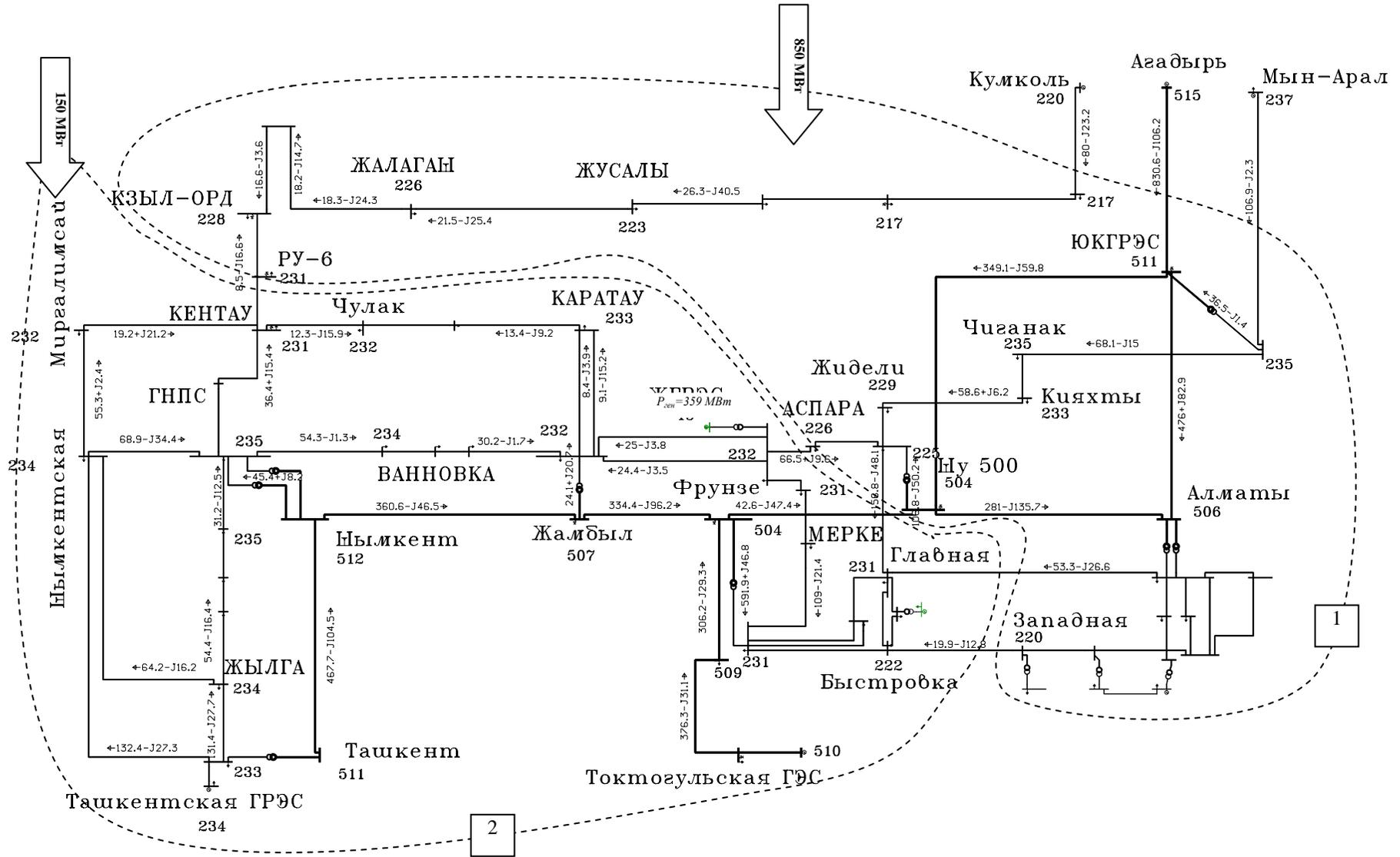


Рисунок А.9 – Оптимальный вариант деления сети после возникновения небаланса

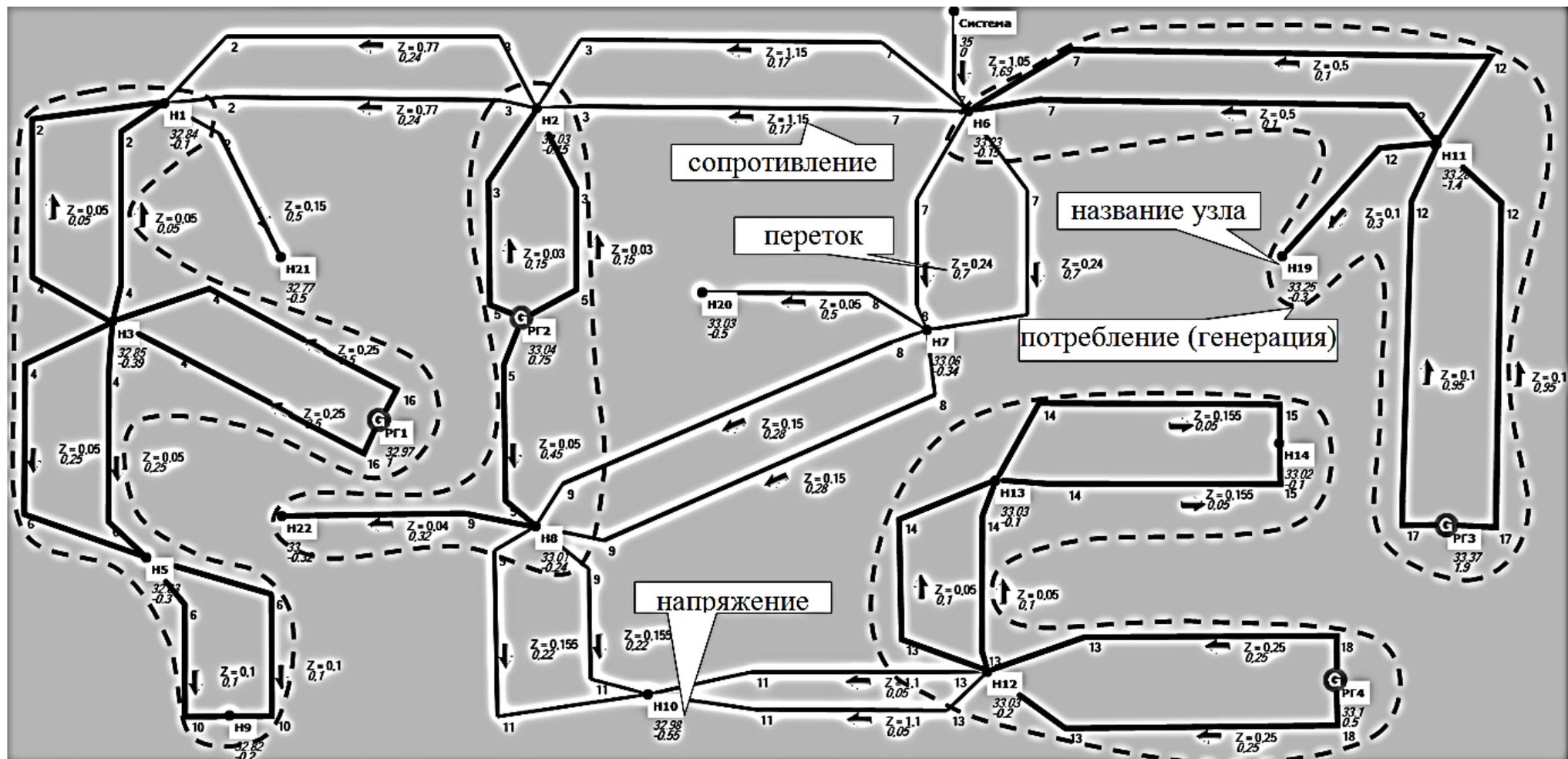


Рисунок А.11 – Результат работы МАС поиска сечений деления

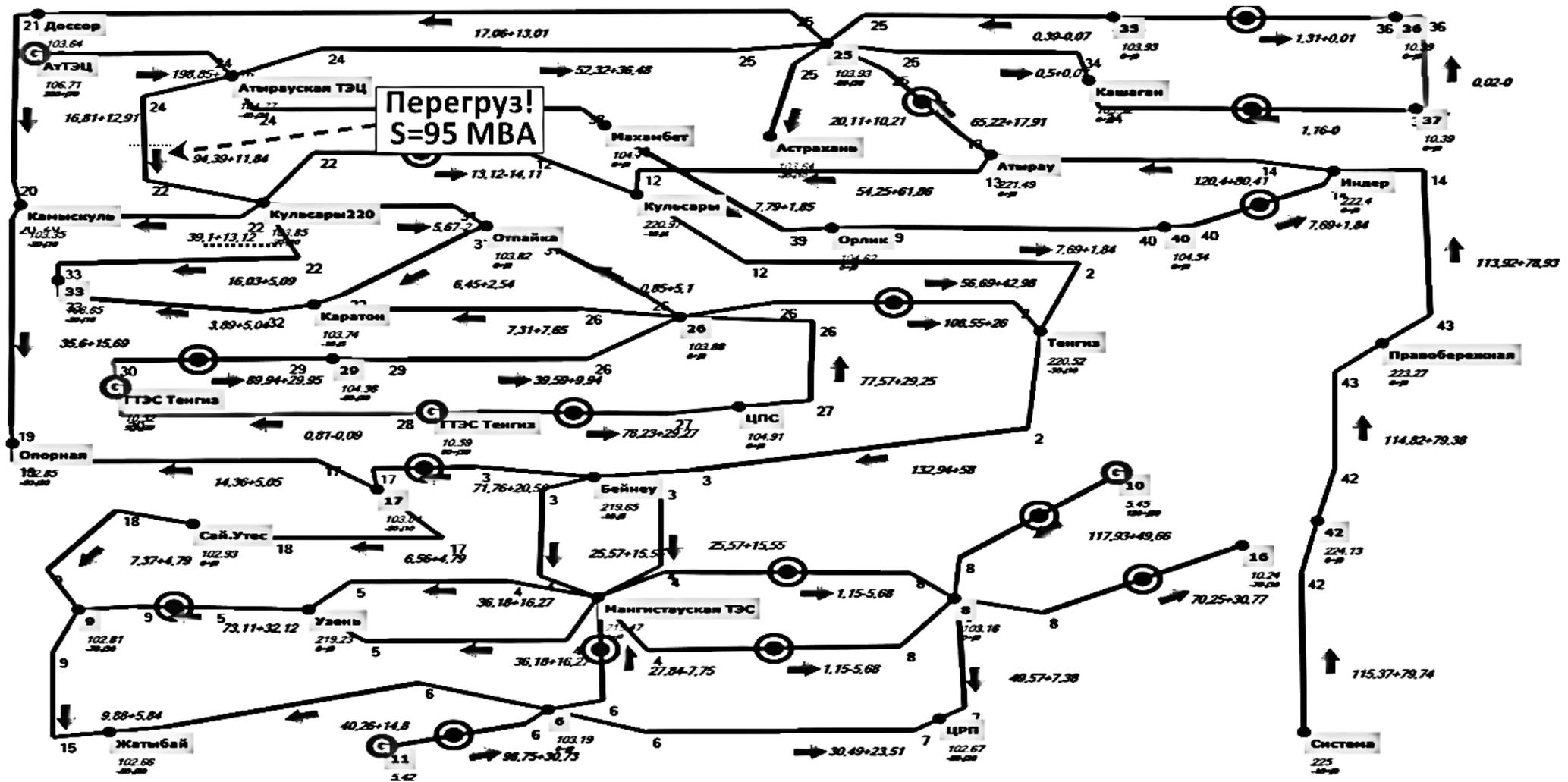


Рисунок А.12 – Исходный режим ЭЭС

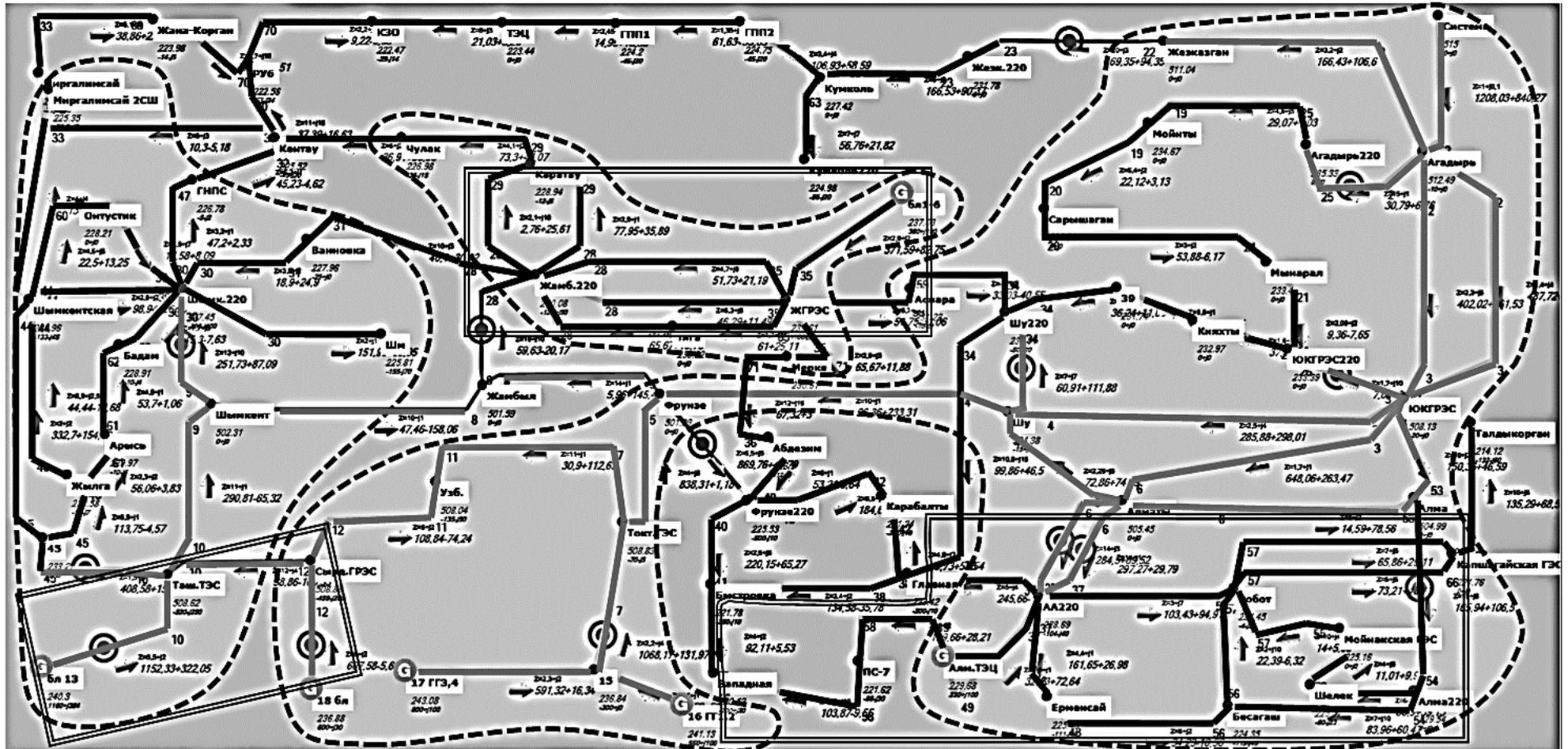


Рисунок А.14 – Результат работы МАС поиска сечений деления на час максимума потребления 19 декабря 2013 года

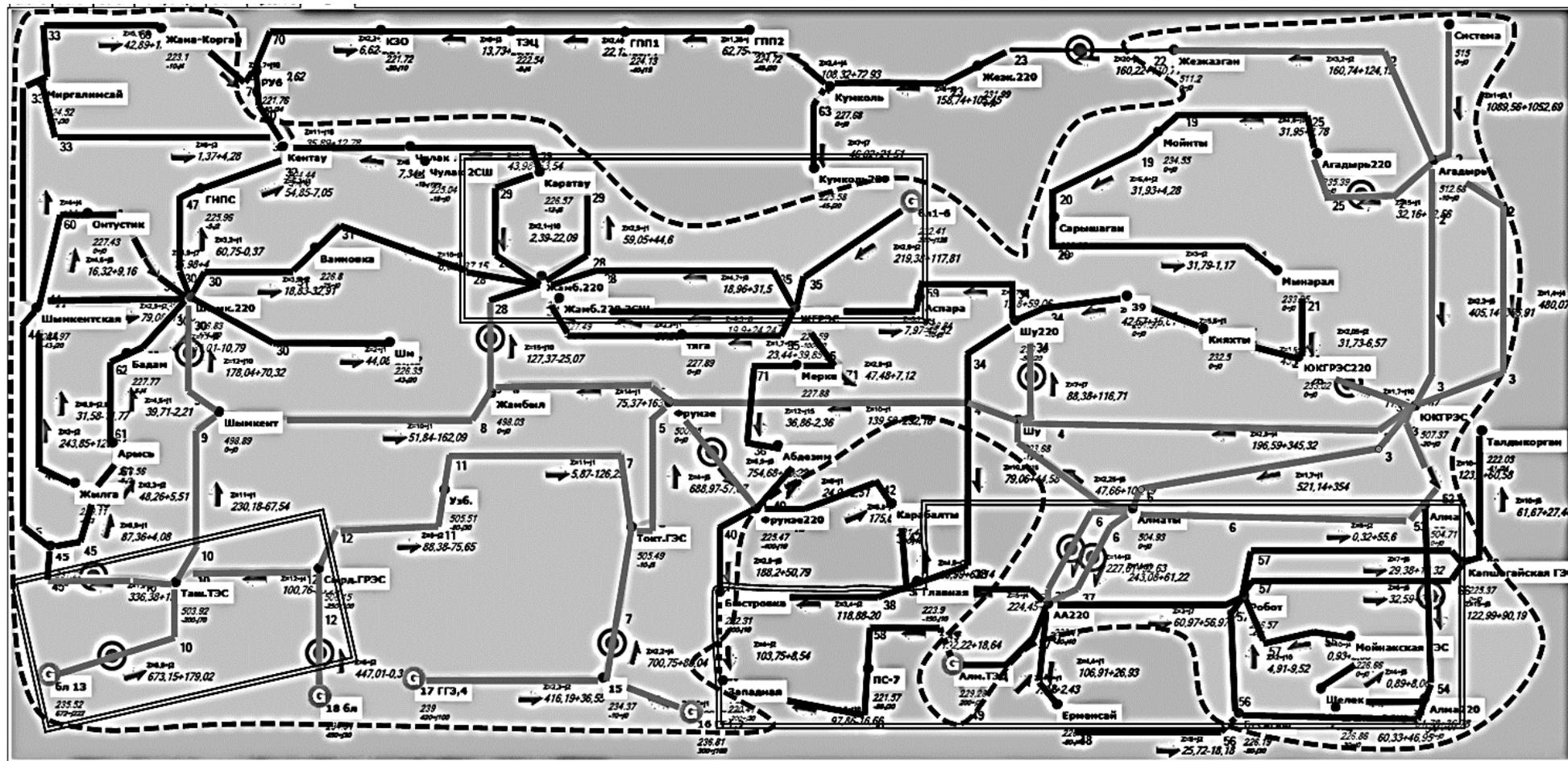


Рисунок А.15 – Результат работы МАС поиска сечений деления в ночной минимум 19 декабря 2013 года

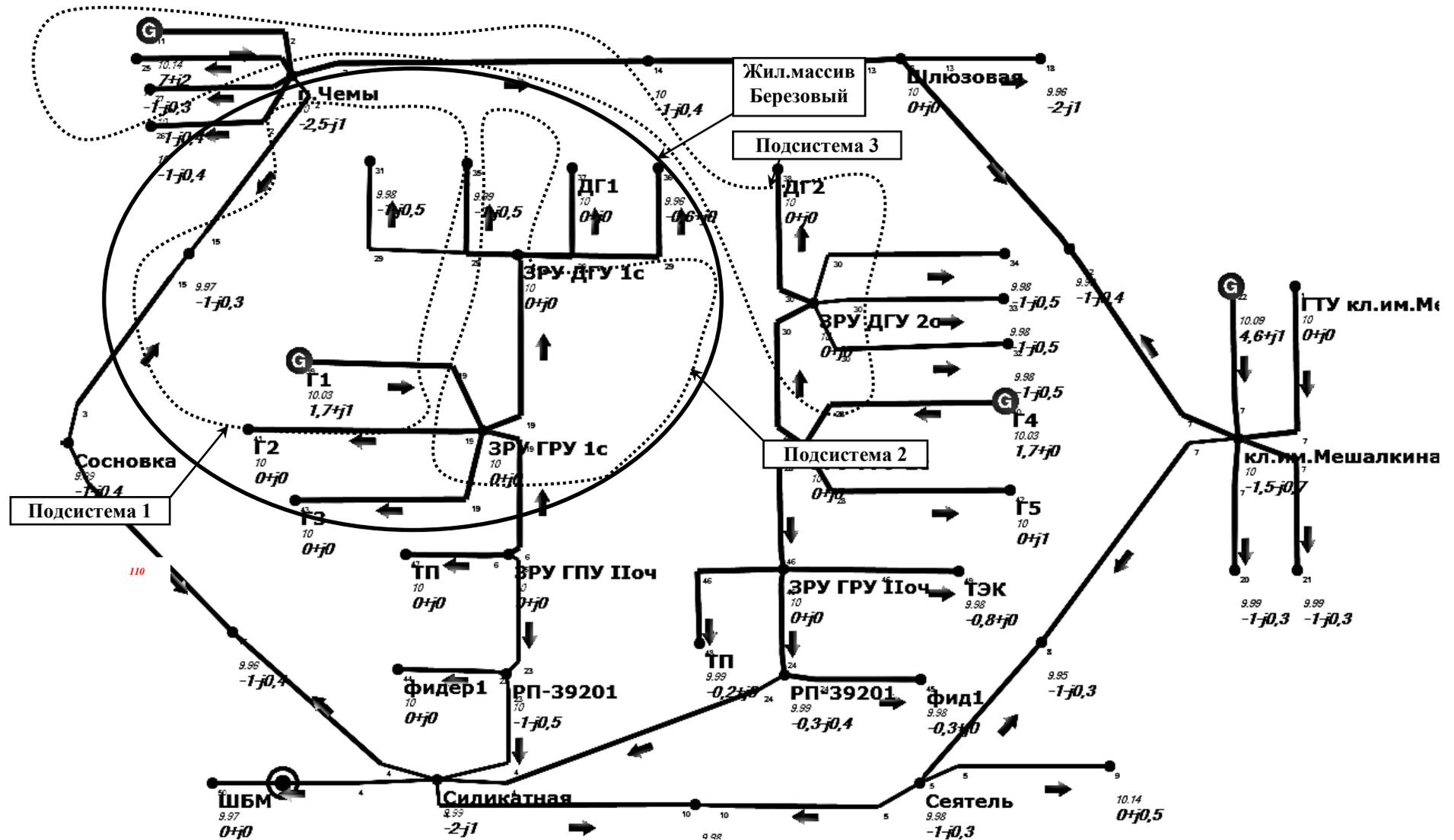


Рисунок А.16 – Результат выделения сбалансированных районов составе изолированно работающей энергосистемы в г. Новосибирске

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ПРОТОКОЛ РАБОТЫ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ В ПРОЦЕССЕ РЕКОНФИГУРАЦИИ - ТЕКСТ ПЕРЕГОВОРОВ АГЕНТОВ ПРИ РАСПРОСТРАНЕНИИ СООБЩЕНИЙ МАС

Начало работы МАС. Активация агентов узлов...

Активирован агент №1. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 1 нет
Активирован агент №2. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 2 нет
Активирован агент №3. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 3 нет
Активирован агент №4. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 4 нет
Активирован агент №5. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 5 нет
Активирован агент №6. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 6 нет
Активирован агент №7. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 7 нет
Активирован агент №8. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 8 нет
Активирован агент №9. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 9 нет
Активирован агент №10. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 10 нет
Активирован агент №11. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 11 нет
Активирован агент №12. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 12 нет
Активирован агент №13. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 13 нет
Активирован агент №14. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 14 нет
Активирован агент №15. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 15 нет
Активирован агент №16. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 16 нет
Активирован агент №17. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 17 нет
Активирован агент №18. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 18 нет
Активирован агент №19. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 19 нет
Активирован агент №20. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 20 нет
Активирован агент №21. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 21 нет
Активирован агент №22. ВНИМАНИЕ! Имеется перегруз ВЛ, примыкающих к узлу №22 на связях с узлом №24
Активирован агент №23. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 23 нет
Активирован агент №24. ВНИМАНИЕ! Имеется перегруз ВЛ, примыкающих к узлу №24 на связях с узлом №22
Активирован агент №25. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 25 нет
Активирован агент №26. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 26 нет
Активирован агент №27. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 27 нет
Активирован агент №28. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 28 нет
Активирован агент №29. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 29 нет
Активирован агент №30. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 30 нет
Активирован агент №31. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 31 нет
Активирован агент №32. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 32 нет
Активирован агент №33. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 33 нет
Активирован агент №34. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 34 нет
Активирован агент №35. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 35 нет

Активирован агент №36. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 36 нет

Активирован агент №37. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 37 нет

Активирован агент №38. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 38 нет

Активирован агент №39. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 39 нет

Активирован агент №40. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 40 нет

Активирован агент №41. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 41 нет

Активирован агент №42. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 42 нет

Активирован агент №43. Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 43 нет

ВНИМАНИЕ! Выполнена реконфигурация в узле 22

Выполнен расчет УР

МАС приступает к поиску перегрузов в новой схеме...

Следующие узлы, которым будет передан сигнал от узла с изменившейся схемой РУ: 20.12.31.33.

Начало распространения сигналов по сети...

Всего активных агентов = 4

Активирован агент №20

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 20-22

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 20 нет

Следующие узлы №: 19.21.

Всего активных агентов = 5

Активирован агент №12

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 12-44

Изменение мощности по ВЛ 12-13 меньше допустимой величины

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 12 нет

Следующие узлы №: 2.

Всего активных агентов = 5

Активирован агент №31

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 31-22

Изменение мощности по ВЛ 31-32 меньше допустимой величины

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 31 нет

Следующие узлы №: 26.

Всего активных агентов = 5

Активирован агент №33

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 33-22

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 33 нет

Следующие узлы №: 32.

Всего активных агентов = 5

Активирован агент №19

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 19-20

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 19 нет

Следующие узлы №: 17.

Всего активных агентов = 5

Активирован агент №21

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 21-20

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 21 нет

Следующие узлы №: 25.

Всего активных агентов = 5

Активирован агент №2

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 2-12

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 2 нет

Следующие узлы №: 26.3.

Всего активных агентов = 6

Активирован агент №26

Изменение мощности по ВЛ 26-27 меньше допустимой величины

Изменение мощности по ВЛ 26-29 меньше допустимой величины

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 26-31

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 26 нет

Следующие узлы №: 2.32.

Всего активных агентов = 7

Активирован агент №32

Изменение мощности по ВЛ 31-32 меньше допустимой величины

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 32-33

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 32 нет

Следующие узлы №: 26.

Всего активных агентов = 7

Активирован агент №17

Изменение мощности по ВЛ 17-18 меньше допустимой величины

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 17-19

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 17 нет

Следующие узлы №: 3.

Всего активных агентов = 7

Активирован агент №25

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 25-21

Изменение мощности по ВЛ 13-25 меньше допустимой величины
 Изменение мощности по ВЛ 25-34 меньше допустимой величины
 Изменение мощности по ВЛ 25-35 меньше допустимой величины
 Изменение мощности по ВЛ 24-25 меньше допустимой величины
 Изменение мощности по ВЛ 25-41 меньше допустимой величины
 Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 25 нет
 Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сигналов нет

Всего активных агентов = 6

Активирован агент №26

Остановлен лишний сигнал от узла 2 в узле 26

Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сигналов нет

Всего активных агентов = 5

Активирован агент №3

Исключена из анализа ВЛ, соседний узел которой послал сигнал: 3-2

Изменение мощности по ВЛ 3-4 меньше допустимой величины

Изменение мощности по ВЛ 3-4 меньше допустимой величины

Перегруза ВЛ, примыкающих к узлу 3 нет

Следующие узлы №: 17.

Всего активных агентов = 5

Активирован агент №2

Остановлен лишний сигнал от узла 26 в узле 2

Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сигналов нет

Всего активных агентов = 4

Активирован агент №32

Остановлен лишний сигнал от узла 26 в узле 32

Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сигналов нет

Всего активных агентов = 3

Активирован агент №26

Остановлен лишний сигнал от узла 32 в узле 26

Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сигналов нет

Всего активных агентов = 2

Активирован агент №3

Остановлен лишний сигнал от узла 17 в узле 3

Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сигналов нет

Всего активных агентов = 1

Активирован агент №17

Остановлен лишний сигнал от узла 3 в узле 17
 Следующие узлы №: последующих узлов для передачи сигналов нет

Активных агентов нет. Работа МАС успешно завершена.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
СВИДЕТЕЛЬСТВО О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ
ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016610984

**Определение изменений коммутационного состояния
электрической сети при мультиагентном управлении**

Правообладатель: **Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»
(НГТУ) (RU)**

Авторы: **Фишов Александр Георгиевич (RU),
Мукатов Бекжан Батырович (RU)**

Заявка № **2015661520**

Дата поступления **26 ноября 2015 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **25 января 2016 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Ивлиев**



ПРИЛОЖЕНИЕ Г АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ

УТВЕРЖДАЮ

Директор филиала АО «КЕГОС»
Национальный диспетчерский центр
Системного оператора

Е.Т. Шинасилов

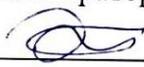
22 августа 2016 г.



А К Т В Н Е Д Р Е Н И Я

Настоящим актом подтверждается, что программное обеспечение, разработанное в рамках диссертационной работы Мукатова Б.Б. «Деление и восстановление сети с использованием экспертных технологий» с 20 июня 2016 года используется в службе электрических режимов филиала АО «КЕГОС» Национальный диспетчерский центр Системного оператора.

Ряд вариантов реконфигурации ЕЭС Казахстана, приводящих к увеличению допустимого перетока в режимах повышенного риска определены как возможные к реализации в случае возникновения таких режимов.

Начальник службы электрических режимов филиала АО «КЕГОС»
Национальный диспетчерский центр Системного оператора
Феклистов Д.К. 

Заместитель главного диспетчера филиала АО «КЕГОС»
Национальный диспетчерский центр Системного оператора
Дидоренко Е.В. 

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе
НГТУ, д.т.н., профессор


А. В. Вострецов

«26» октября 2016 г.


Акт внедрения

Результаты диссертационной работы Мукатова Бекжана Батыровича внедрены в учебный процесс на кафедре автоматизированных электроэнергетических систем факультета энергетики НГТУ.

Предмет внедрения

1. Программа для ЭВМ «Определение изменений коммутационного состояния электрической сети при мультиагентном управлении». Свидетельство о государственной регистрации № 2016610984.
2. Алгоритмы мультиагентной реконфигурации электрических сетей.

Характер внедрения

1. Использование программы студентами и аспирантами при выполнении научно-исследовательских и выпускных квалификационных работ.
2. Использование алгоритмов в НИР кафедры при разработке автоматики для электрических сетей Smart Grid.

Декан факультета энергетики
к.э.н., доцент

 Чернов С.С.