

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

На правах рукописи



КАРДЖАУБАЕВ НУРЛАН АРАПОВИЧ

**МУЛЬТИАГЕНТНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В
МНОГОСВЯЗНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

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

Новосибирск - 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 РАЗВИТИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, СРЕДСТВ И СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ.....	13
1.1 Регулирование напряжения в традиционных электрических сетях и в сетях с распределенной малой генерацией	13
1.2 Развитие средств регулирования напряжения	30
1.3 Управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией на основе мультиагентной системы.....	34
1.4 Анализ существующих и разрабатываемых МАС	37
Выводы.....	42
2 ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ МУЛЬТИАГЕНТНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ....	45
2.1 Концепция децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения в электрической сети.....	45
2.2 Методологические основы построения децентрализованной мультиагентной системы регулирования напряжения	51
2.3 Умный контроллер как агент системы мультиагентного регулирования напряжения	53
2.3.1 Структура контроллера.....	53
2.3.2. Блок (подсистема) идентификации класса режима.....	58
2.3.3. Блок независимого определения управляющего воздействия по режимной ситуации в контролируемом районе сети.....	61
2.3.4. Блок определения комплексного управляющего воздействия в узле при многообразии средств регулирования напряжения и схемно-режимных состояний прилегающего района.....	65
2.3.5. Блок корректировки независимого управляющего воздействия по режимным условиям смежных областей.....	67
Выводы.....	69
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С МУЛЬТИАГЕНТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ.....	71
3.1 Математическая модель установившегося режима электрических сетей с мультиагентным регулированием напряжения.....	71

3.2	Модель процесса регулирования.....	74
3.3	Обзор и анализ существующих ПВК расчёта режимов ЭЭС.....	76
3.4	Программа моделирования режимов электрических сетей с мультиагентным регулированием напряжения	80
3.4.1	Назначение, особенности и общая характеристика программы.....	80
3.4.2	Итерационный процесс расчета, как “процесс” мультиагентного регулирования напряжения.....	80
3.4.3	Дополнительные расчетные ограничения для стабилизации процесса.....	84
3.4.4	Протоколирование и визуализация процесса и результатов.....	85
3.5	Исследование агентного регулирования напряжения в локальной зоне сети (Новосибирской ГЭС)	88
3.6	Исследование мультиагентного регулирования напряжения в распределительной электрической сети с малыми ГЭС Казахстана.....	93
3.6.1	Характеристика распределительной электрической сети Жамбылской области.....	93
3.6.2	Результаты моделирования режимов Жамбылской распределительной электрической сети с МА регулированием напряжения.....	95
	Выводы.....	99
4	РЕАЛИЗАЦИЯ АГЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ В РЕЖИМНОЙ АВТОМАТИКЕ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ.....	100
4.1	Локальная система энергоснабжения, как объект агентного управления	100
4.2	Регулирование напряжения и реактивной мощности в островном режиме и в режиме параллельной работы с сетью. Требования и способы их обеспечения	108
4.3	Алгоритмы регулирования напряжения и реактивной мощности в островном режиме и в режиме параллельной работы с сетью.....	110
4.4	Экспериментальная проверка на физической модели ЭС работоспособности алгоритмов агентного режимного управления, реализованных в прототипе автоматики	117
4.4.1	Описание экспериментальной установки.....	117

4.4.2 Проверка работы агентного регулирования возбуждения и мощности энергоблоков ЛСЭ.....	120
Выводы.....	129
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	130
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	131
СПИСОК ТЕРМИНОВ.....	133
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	135
ПРИЛОЖЕНИЕ А РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС.....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ПРОТОКОЛ РАБОТЫ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ.....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ В ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ АВТОМАТИКИ.....	164
ПРИЛОЖЕНИЕ Г АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ.....	175

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. Одной из основных современных тенденций развития электроэнергетики является ее децентрализация с переходом к использованию электрогенераторов небольшой мощности (до 25 МВт), располагаемых в непосредственной близости к нагрузкам, а также децентрализации управления режимами, главным образом, в распределительных электрических сетях.

Массовое развитие распределенной малой генерации (РМГ) в распределительных сетях, как правило, не имеющих централизованного диспетчерского управления из-за значительного усложнения системы управления и невозможности в силу отсутствия (в том числе по причине экономической нецелесообразности) наблюдаемости режимов, обуславливает необходимость создания на их основе качественно новых энергосистем, так называемых Smart Grid.

Однако, существующая централизованная система управления препятствует появлению в сети множества активных объектов, тем более, учету желаний конкретных потребителей в отношении режимных параметров, в т.ч. напряжения. Основой в централизованной системе является центр управления, в котором, с учетом обобщенных требований, определяются режимы работы объектов управления, часто в условиях их плохой наблюдаемости, особенно, в распределительных электрических сетях. Система централизованного управления плохо приспособлена к работе в режиме реального времени, учету желаний конкретных субъектов.

Самостоятельное (активное) участие установок потребителей и распределенной генерации в регулировании режима напряжений электрической сети, непосредственно связано с созданием множества районов локального регулирования режима с распределенным управлением. Основой их формирования является локальность балансов реактивной мощности. Такие районы могут становиться и локальными рынками услуг по снижению потерь в сети, обеспечению качества электроэнергии

(регулируемого напряжения, снижения его колебаний, несимметрии и несинусоидальности). В отличие от обычного локального управления, осуществляемого по местным параметрам, «умное» локальное регулирование предполагает контроль режима прилегающего района сети и использование распределенного искусственного интеллекта при принятии решений, что при достаточном количестве управляемых узлов способно обеспечить эффективное децентрализованное управление режимом напряжения сети в целом.

Увеличение количества распределенных средств регулирования режима напряжения в электрической сети, принадлежащих разным субъектам, имеющим собственные цели регулирования, определяет необходимость качественно нового решения задачи регулирования напряжения в электрических сетях. Требуется разработка новых средств и способов управления режимов работы систем электроснабжения, включающих распределенную генерацию. В настоящее время во всем мире обратили внимание на создание интеллектуальных сетей (Smart Grid), технология которых в передовых странах мира развивается в последнее десятилетие.

При модернизации электроэнергетики на новых принципах ведущая роль отводится электрической сети, как структуре, обеспечивающей надежные связи генерации и потребителя. Новейшие технологии, применяемые в сетях, обеспечивающие адаптацию характеристик оборудования к режимной ситуации, активное взаимодействие с генерацией и потребителями, позволяют создать эффективно функционирующую систему, в которую встраиваются современные информационно-диагностические системы, системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

В России также существуют предпосылки, необходимость и специфика модернизации электрической сети в направлении SG:

- изношенность основных фондов;
- нерешенность проблемы инвестирования в развитие основных фондов;
- развитие газификации страны и малой генерации в собственности потребителей электроэнергии и организационно-технические сложности их подключения к электрическим сетям;
- напряженность обеспечения баланса реактивной мощности в силу протяженности магистральных линий электропередачи;
- излишняя концентрация (централизация) управления режимами электрической сети.

Социальные требования к новой электроэнергетике наиболее емко сформулированы в концепции SG, развиваемой DOE (Department of Energy USA – Министерство энергетики США). Smart Grid должна превратиться в некое Интернет-пространство со свободным подключением потребителей и производителей электроэнергии, что обеспечит широкое использование и участие децентрализованной (распределенной генерации, в.т.ч. возобновляемых источников электроэнергии), активности потребителей в обеспечении надежности и эффективности электроснабжения.

Технические требования к, так называемой, Актино-Адаптивной национальной сети России (ААС):

- Свободный доступ любых видов генерации и потребителей электрической энергии к услугам электросетевой инфраструктуры;
- Техническое обеспечение «активности» потребителей электроэнергии за счет их оснащения интеллектуальными системами учета получаемых и предоставляемых услуг с возможностью оперативного управления спросом;
- Оптимальность единого процесса генерации, потребления и передачи электроэнергии за счет регулирования генерации, нагрузки, а также пропускной способности электрической сети;
- Техническое обеспечение роста объема и спектра взаимного оказания услуг субъектами рынка и инфраструктурой;

- Качество электроэнергии и надежность электроснабжения за счет взаимного оказания услуг субъектами рынка и инфраструктурой;
- Техническое обеспечение оптимальности эксплуатации и обслуживания активов сети;
- Наблюдаемость текущего режима сети и состояния оборудования в реальном времени.

Здесь следует отметить значимость перехода к активному потребителю, когда потребитель становится и субъектом выработки и принятия решений по развитию и функционированию энергосистемы, и инвестором, и субъектом-объектом управления, обеспечивающим наряду с другими реализацию концепции SG.

Изменения затронут и систему управления распределительных сетей, которая должна стать адаптивной к изменениям состава включенного оборудования в сети, оптимизировать и координировать их параллельную работу и не ухудшать надежность энергосистемы в целом.

В ряде выполненных работ в данном направлении предлагается мультиагентный 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.

Основная идея настоящей работы заключается в построении и исследовании одноуровневой мультиагентной системы (МАС) компромиссного регулирования напряжения в электрических сетях. Агенты МАС (интеллектуальные регуляторы) наделяются достаточным знанием режимных параметров (параметров прилегающего к узлу района сети) и возможностями координации действий со смежными агентами в зоне своего режимного влияния. При этом каждый агент, входящий в МАС, для контроля режима района сети использует исключительно локальные режимные

параметры, является носителем интересов (агентом) одного из субъектов общего процесса энергоснабжения, а режим напряжения сети определяется как компромисс их интересов.

Объект исследования – электрические сети с синхронной распределенной малой генерацией, устройствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, мультиагентные системы регулирования напряжения.

Предмет исследования – координация действий агентов в одноуровневой системе децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях с распределенной малой генерацией, устройствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Цель работы – разработка инструментальных средств моделирования и исследование одноуровневой системы децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения электрических сетей с распределенной малой генерацией, устройствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

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

1. Анализ причин недостаточной эффективности предложенных ранее способов регулирования напряжения и методов их моделирования;
2. Формирование принципов, правил и алгоритмов координации действий агентов мультиагентной системы регулирования напряжения;
3. Разработка способов координации, использующих минимальный обмен информации между агентами для компромиссного регулирования напряжения в электрической сети;
4. Разработка программы моделирования режимов электрической сети с мультиагентным регулированием напряжения;

5. Исследование эффективности разработанных способов координации действий агентов и алгоритмов управления в различных схемах электрической сети;

6. Проверка работоспособности алгоритмов агентного режимного управления на электродинамической модели энергосистемы, реализованных в прототипе агентной автоматики управления режимом электростанции.

Методы исследования.

Моделирование режимов электрических сетей с мультиагентным регулированием напряжения на цифровых и физических моделях.

Положения, выносимые на защиту:

1. Одноуровневая мультиагентная система регулирования напряжения с самонастройкой регуляторов и координацией действий смежных агентов способна обеспечивать эффективное регулирование напряжения в электрической сети в нормальных и аварийных режимах.

2. Согласованность действий интеллектуальных агентов одноуровневой мультиагентной системы регулирования напряжения обеспечивается контролем режима прилегающего района электрической сети и координацией действий смежных агентов в зоне их взаимного влияния, осуществляемых по общим правилам.

3. Одноуровневая мультиагентная система регулирования напряжения с самонастройкой регуляторов и координацией действий смежных агентов представляет собой систему управления на основе распределенного искусственного интеллекта экспертного типа с центрами принятия решений по общим правилам.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Предложен принцип построения одноуровневой децентрализованной МАС управления режимом напряжений в электрических сетях, заключающийся в принятии решений на основе двух сетевых зон – зоны локального контроля режима и зоны локальной координации действий агентов.

2. Разработаны база правил и алгоритмы координации поведения агентов МАС регулирования напряжения в электрических сетях.

3. Доказана возможность компромиссного регулирования напряжения в электрических сетях с распределенными средствами компенсации реактивной мощности посредством децентрализованной МАС с координацией действий агентов в смежных зонах.

Практическая значимость результатов работ состоит:

- В обосновании и реализации принципов осуществления одноуровневого мультиагентного регулирования напряжения;
- В разработке база правил и алгоритмов координации поведения агентов МАС для компромиссного регулирования напряжения в электрической сети;
- В эффективности разработанных способов координации действий агентов и алгоритмов управления в различных схемах электрической сети.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Полученные соискателем основные научные результаты соответствуют пункту 2 «Разработка методов анализа режимных параметров основного оборудования электростанций», пункту 12 «Разработка методов контроля и анализа качества электроэнергии и мер по его обеспечению» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы»

Реализация результатов. Теоретические разработки, практические рекомендации и алгоритмы мультиагентного регулирования напряжения, предложенные в диссертационном исследовании, реализованы в прототипе автоматики компании ООО «Модульные Системы Торнадо».

Достоверность результатов и выводов подтверждена сопоставительными вычислительными экспериментами, проводившимися на базе специализированных компьютерных программ (ПВК RastrWin, «Мустанг»), корректным использованием теории мультиагентного управления, а также сопоставлением теоретических расчетов с результатами

экспериментальных исследований на физической модели электроэнергетической системы.

Апробация работы

Основные результаты работы представлялись, докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, 54-ой международной научной студенческой конференции «МНСК-2016» (г. Новосибирск, 2016), VIII международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения» (г. Новосибирск, 2016), XI международном форуме «2016 11th International Forum on Strategic Technology» (г. Новосибирск, 2016), VII международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи - 2016» (г. Казань, 2016), VIII международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи - 2017» (г. Самара, 2017), II международном молодежном конгрессе «Энергетическая безопасность» (г. Курск, 2017).

Публикации

По результатам исследований опубликовано 9 печатных работ, в том числе 2 научных статьи в рецензируемых журналах, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ, 7 публикаций в международных и российских изданиях, материалах международных и всероссийских конференций.

Личный вклад соискателя

В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка и исследование способов координации и алгоритмов поведения агентов МАС регулирования напряжения в среде ПВК RastrWin, тестирование алгоритмов на цифровой и физической моделях энергосистем, анализ и обобщение результатов.

Структура и объём работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников, включающего 118 наименований, и приложений. Общий объём работы составляет 176 страниц, включая 63 рисунков и 9 таблицы.

1 РАЗВИТИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, СРЕДСТВ И СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

1.1 Регулирование напряжения в традиционных электрических сетях и в сетях с распределенной малой генерацией

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Регулирование напряжения позволяет не только повысить качество электроэнергии, но и улучшить ход производственных процессов на промышленных предприятиях: сократить потери энергии, увеличить производительность труда людей и механизмов, снизить брак продукции, а также повысить ее качество, поэтому задаче регулирования напряжения всегда уделялось много внимания [1-5].

В настоящее время значительно расширился арсенал средств регулирования напряжения и компенсирующих устройств.

К наиболее значимым в решении этой задачи относятся работы: Архипова Н.К., Глазунова А.А., Солдаткиной Л.А., Мельникова Н.А., Зорина В.В., Фокина Ю.А. и др. Вопросами разработки мероприятий и технических средств для обеспечения качества ЭЭ у потребителей занимались Жежеленко И.В., Макрушевич Н.С., Железко Ю.С.

Исторически развитие средств и способов регулирования напряжения и реактивной мощности происходило от низших иерархических уровней управления энергосистемами к высшим. В частности, вначале использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы. Регулирование напряжения применялось также непосредственно у потребителей и на энергетических объектах (электростанциях, подстанциях) [6].

В настоящее время основным способом регулирования напряжения в ЕЭС России, является поддержание централизованного заданных графиков (уровней) напряжения в контрольных пунктах сети путем изменения выдачи реактивной мощности генераторами электростанций и переключения отпаек на трансформаторах с РПН [7-10].

Контрольные пункты сети разделяются на:

- контрольные пункты электрической сети 110 кВ и выше, уставки напряжения в которых определяются диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»;

- контрольные пункты сетевых организации в узлах электрических сетей 110 кВ и ниже, не относящихся к контрольным пунктам АО «СО ЕЭС».

Контрольные пункты АО «СО ЕЭС» и графики напряжения в них должны определяться с учетом необходимости обеспечения:

- нормативных коэффициентов запаса статической аperiodической устойчивости в контролируемых сечениях;

- нормативных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки.

Контрольные пункты сетевых компаний и графики напряжения в них должны разрабатываться с учётом необходимости обеспечения:

- нормативных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки;

- нормативных показателей качества электроэнергии по отклонению напряжения (в том числе выполнения встречного регулирования напряжения);

- влияния напряжения в контрольном пункте на потери активной мощности.

Задачи планирования уставок и оперативного управления в цикле централизованной организационно-технической системы регулирования напряжения представлены на рисунке 1.1.

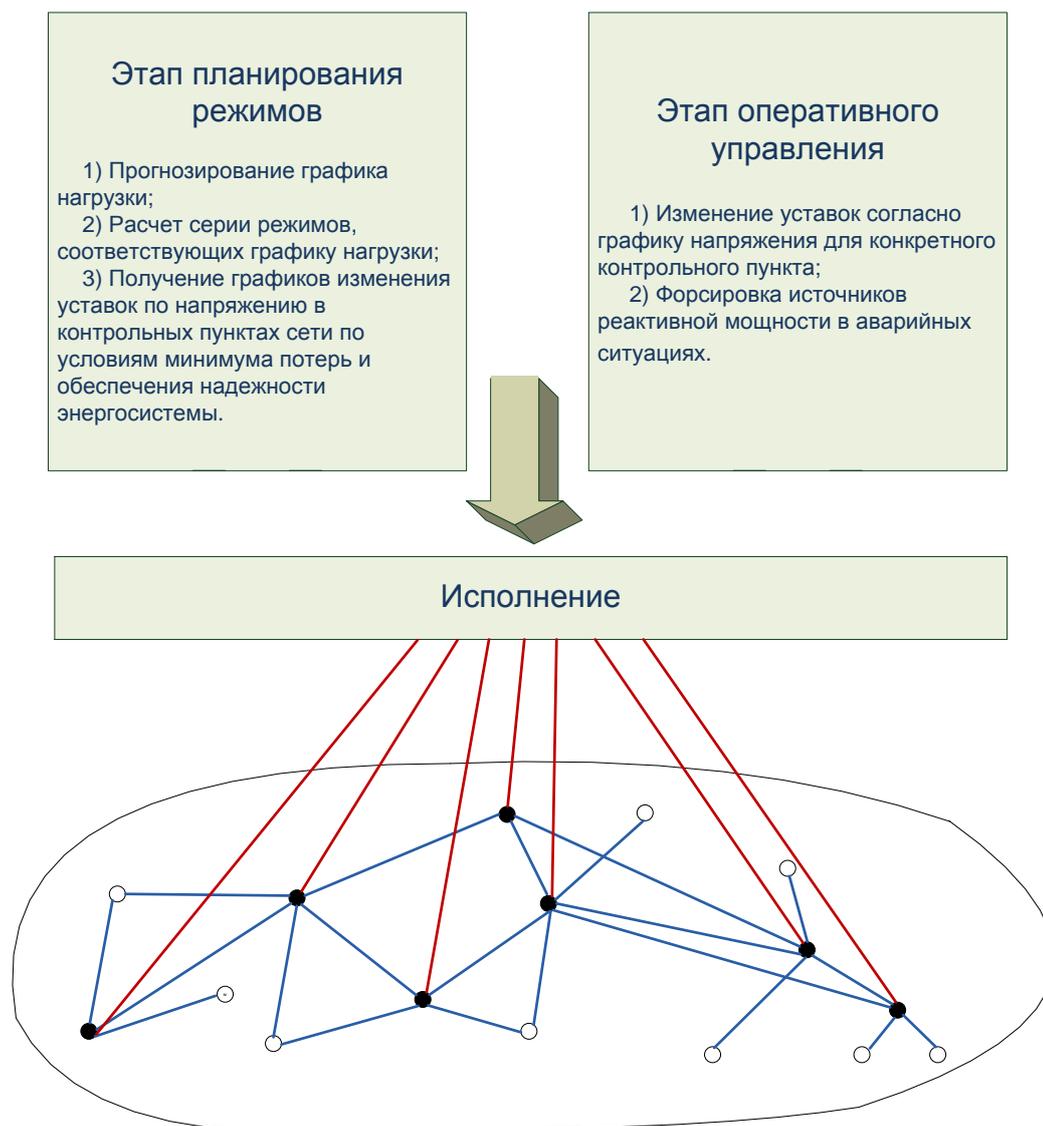


Рисунок 1.1 – Централизованная организационно - техническая система регулирования напряжения

Таким образом, можно выделить следующие особенности централизованного регулирования [11]:

- Централизованное регулирование осуществляется с определением уставок регулирования в ДЦ;
- Уставки определяются по системным условиям, в том числе с учетом потерь;
- Уставки не изменяются на длительных интервалах времени.

Недостатки существующего способа регулирования напряжения.

Графики напряжения в контрольных пунктах сети разрабатываются заранее, как правило, на периоды месяц или квартал. Соответственно, при их разработке не могут быть корректно учтены все установившиеся режимы, которые сложатся в период действия графиков с учётом возможных отклонений уровней генерация/потребления и схемы сети энергосистемы от планируемых. Тем более при разработке графиков не могут быть адекватно учтены погодные условия, что необходимо для корректного моделирования потерь электроэнергии на корону в воздушных линиях при оптимизации режимов по напряжению и реактивной мощности [12].

Несмотря на то, что первичное регулирование напряжения на шинах электростанций и подстанций с регулируемыми средствами компенсации реактивной мощности (СКРМ) в настоящее время осуществляется автоматически, в соответствии с заданными графиками напряжения, сами графики не актуализируются в темпе процесса с учётом фактических режимов работы энергосистем и топологии их сетей. Таким образом, централизованное регулирование напряжения в российских энергосистемах осуществляется практически в «off line» режиме. Зарубежный опыт показывает, что для выполнения всех предъявляемых требований к уровням напряжения в установившихся режимах их оптимизация должна осуществляться с периодичностью не реже одного раза в двадцать минут.

Таким образом, современным способом является автоматическое управление напряжением в режиме реального времени. К наиболее удачным таким решениям можно отнести системы иерархического регулирования, созданные во Франции и Италии. В обоих случаях используется вторичное регулирование напряжения, при котором энергосистема разбивается на соответствующие зоны, и в каждой из них заданные параметры напряжения поддерживаются в одном, «пилотном» узле. Делается это посредством изменения выдачи реактивной мощности с нескольких выбранных генераторов, близких к пилотному узлу. Во Франции применяют усовершенствованный алгоритм распределения реактивной загрузки

генераторов, участвующих во вторичном регулировании, который позволяет учитывать взаимное влияние генераторов, а также общее изменение режимной ситуации в зоне регулирования. Благодаря данной модификации «получено» координированное вторичное регулирование напряжения. В «итальянской» модели добавлено общенациональное (третичное) регулирование, которое подразумевает периодическое изменение напряжения в пилотных узлах для уменьшения потоков реактивной мощности и потерь электроэнергии в национальной энергосистеме.

В отечественной литературе также было предложено автоматизировать процесс регулирования напряжения в масштабах энергосистемы за счет координированного управления уставками напряжения генераторов, коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН, а также СКРМ. Были разработаны соответствующие алгоритмы и программные средства. На практике реализация такой системы столкнулась с рядом трудностей, главными из которых являются:

- недостаточное количество СКРМ с непрерывным регулированием, например, УШР и СТК;
- отсутствие надежных алгоритмов автоматического управления режимами в сложных, в том числе аварийных, ситуациях.
- слабая наблюдаемость большинства отечественных энергосистем.

В современных условиях отечественной энергетической отрасли продолжают появляться проекты по автоматическому скоординированному регулированию напряжения в энергосистеме. Они сводятся к принципиальной схеме, представленной на рисунке 1.1, на котором первые два этапа выполняются с помощью программно-вычислительных комплексов, и результаты в виде уставок доводятся до групповых и локальных регуляторов напряжения в сети. Данные проекты также сталкиваются с проблемами наблюдаемости, и, поэтому, реализуются только в небольших, по сравнению с ЕЭС энергетических системах.

Регулирование напряжения в распределительных электрических сетях

В распределительных электрических сетях (РЭС) регулирование напряжения выполняется с целью обеспечения экономичной и надежной работы энергетического оборудования и поддержания напряжений в узлах сети в технически допустимых границах. В соответствии с *ГОСТ Р 54149-2010* значения отклонений напряжения на зажимах электроприемников должны находиться в пределах $\pm 5\%$ с вероятностью 95% и не выходить за пределы $\pm 10\%$ номинального напряжения [13].

В качестве основных требований к регулированию напряжения и управлению потоками реактивной мощности в распределительной электрической сети можно выделить следующие [14]:

- Поддержание желаемых уровней напряжения во всех точках распределительной сети при любых нагрузочных условиях – это основное требование к системам регулирования.

- Поддерживать коэффициент мощности, по возможности, близким к единице, чтобы электрические потери были наименьшими.

Современные требования к системе регулирования напряжения:

- Самоконтроль. Система управления напряжением и реактивной мощностью должна предупреждать диспетчера о случаях, когда то, или иное устройство не срабатывает по какой-либо причине. Неисправная работа устройства может послужить причиной ненормального напряжения и увеличению потерь в сети.

- Разрешать диспетчеру ручное управление в случае необходимости, например, при системных авариях.

- Работать правильно при изменении конфигурации сети. При изменении конфигурации интеллектуальные системы должны приспосабливаться к новым условиям и выполнять свои функции, не создавая каких-либо недопустимых режимов.

- Эффективно использовать устройства Smart Grid (статические компенсаторы, распределенная генерация и т.д.).

- Обеспечивать оптимальное совместное управление всех устройств регулирования.

Традиционные системы регулирования не отвечают в полной мере указанным выше требованиям.

В настоящее время для РЭС характерен переход от пассивной сети, связывающей центры питания с узлами нагрузки, к сети с “активными” потребителями электроэнергии и распределенной генерацией, принимающими участие в регулировании режима сети для достижения собственных целей. Предпосылками этого перехода являются экономические, технологические и экологические факторы, побуждающие потребителей рационализировать электропотребление, участвовать в производстве электроэнергии и регулировании напряжения [15].

Для пассивной сети основой регулирования напряжения является метод встречного регулирования, заключающийся в понижении напряжения в центрах питания при уменьшении нагрузки и его повышении при росте нагрузки, а также использование средств локального регулирования напряжения. Процесс регулирования целиком определялся сетевой компанией в соответствии с требованиями к безопасности и качеству напряжения в электрической сети.

Распределительные сети отличаются от питающих (магистральных) менее развитой телемеханикой (низкая наблюдаемость сети), меньшим количеством источников реактивной мощности, поэтому контроль состояния режима напряжений происходит не в режиме реального времени. Наблюдение и анализ изменений происходит путем сбора режимных параметров за определенный период времени (месяц, квартал, год), поэтому управление основано на предварительных расчетах режимов сети и обосновании оптимальных уставок регулирования для центров питания. При этом, развитие системы регулирования напряжения в распределительных

сетях происходило в условиях низкой наблюдаемости, поэтому классическая постановка задачи расчета установившегося режима была мало приемлема для моделирования текущих и ретроспективных режимов РС из-за отсутствия достоверной информации о нагрузках узлов.

Наиболее распространенной при расчетах текущих и ретроспективных режимов была постановка задачи, при которой известна мощность головного участка сети, а нагрузки узлов определяются в ходе расчета по мощности головного участка с учетом потерь в элементах сети и косвенной информации о нагрузках (номинальной мощности трансформатора, от которого питается нагрузка, коэффициентах загрузки трансформаторов, пропуска электроэнергии через трансформаторы). Имеются различные подходы к решению задачи моделирования режима в такой постановке [16].

В связи с внедрением устройств телемеханики кроме потоков мощности на головном участке иногда известны измерения напряжений, токов, потоков мощности в промежуточных элементах РС. Однако, говорить о достаточности телеизмерений для полной наблюдаемости режима сети, как правило, не приходится. Поэтому, представляется перспективным использование данных об электропотреблении, имеющихся в подсистемах энергосбытовых компаний, АСКУЭ и анализаторов качества напряжения.

В последнее время началось развитие использования искусственного интеллекта в системах управления энергосистемами, в т.ч. регулирования напряжения. Технологии искусственного интеллекта включают в себя следующие направления [17]:

- а) нейросетевые технологии;
- б) экспертные системы;
- в) генетические алгоритмы.

Нейронные сети и генетические алгоритмы рассматривались такими учеными как Манусов В.З., М. LaScala, А. El-Keib, М. Trovato, Х. Ма, в качестве технологии определения запаса устойчивости по напряжению. Суть технологии заключалась в обучении нейронной сети на основе большого

количества информации о соответствии некоторому запасу устойчивости определенного набора входных величин. На вход системы подавались напряжения в узлах сети и перетоки мощности по линиям электропередач, и выходом являлся запас устойчивости по напряжению (рисунок 1.2). После тренировки нейронная сеть была в состоянии распознавать коэффициент запаса устойчивости по напряжению в различных режимах.

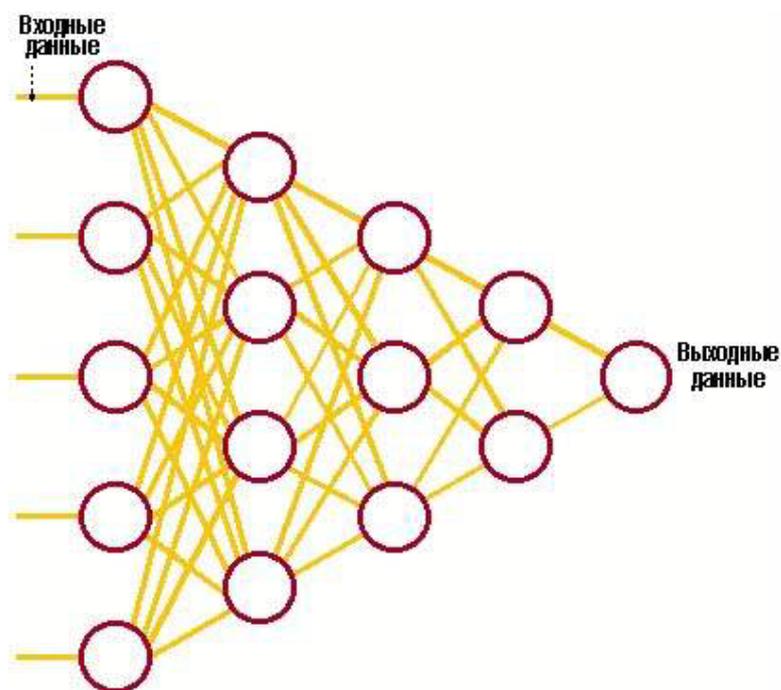


Рисунок 1.2 – Структура нейронной сети системы контроля запаса устойчивости

Недостатком применения нейронных сетей является отсутствие адаптации к изменению топологии сети, т.е. при появлении нового или отключении какого - либо элемента сети нейронную сеть необходимо обучать заново.

Экспертные системы, главным образом, основаны на формализации знаний и опыта при поиске решения, представленных в базах знаний, использовании “машины” рассуждений (вывода на базе знаний), а не на исполнении известного алгоритма. Поэтому, они лишены недостатка нейронных систем и эффективно используются в качестве советчиков

диспетчера и систем оценки состояния энергосистемы. Именно это и позволяет им хорошо справляться с поставленными перед ними задачами. Далее будут использованы именно экспертные системы, учитывая их достоинства [18].

Умные электрические сети (SMART GRID)

В настоящее время проблема создания интеллектуальной электрической сети в мировом энергетическом сообществе занимает особое место. В энергетических компаниях США и Западной Европы внедряются проекты с применением элементов Smart Grid. Независимо от своего местоположения крупные компании, работающие в электроэнергетике, все чаще обращаются к идее Smart Grid, как технологии, способной существенно повысить эффективность деятельности распределительного сетевого комплекса. В мире идет процесс накопления и систематизации информации, формирования принципов использования интеллектуальных технологических решений. Подобные пилотные проекты существуют и в России, хотя пока это направление не получило широкого распространения.

Ожидается, что в будущем генерирующие источники будут больше распределенными, чем концентрированными, как сейчас. Это вызвано развитием нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, в первую очередь таких, как ветрогенераторы, солнечные фотоэлектрические системы, генераторы, работающие на биотопливе, приливные и волновые генераторы, генераторы, использующие тепло недр планеты и т.д. Характерной особенностью таких источников, является их относительно небольшая мощность и непредсказуемость генерируемой мощности. Очевидно, что для управления режимами электрических сетей с такими источниками необходимо достаточно «интеллектуальное» управление [19].

Традиционная РЭС для потоков энергии имеет древовидную структуру (рисунок 1.3):

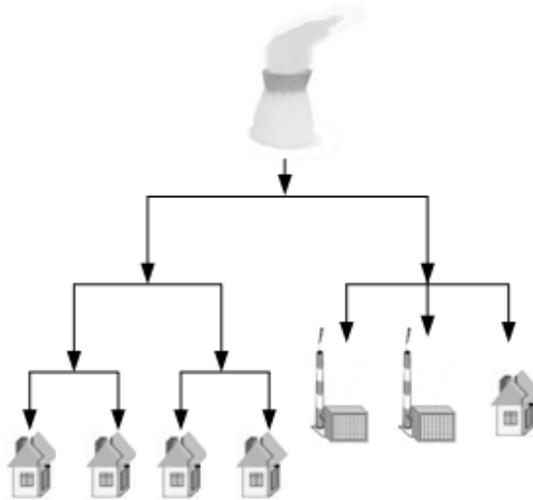


Рисунок 1.3 - Древоподобная структура современной сети

Электрическая энергия передается от централизованных источников генерации по электрическим сетям к потребителям этой энергии. В большинстве случаев современные электрические сети состоят из радиальных линий с односторонним потоком энергии. Лишь в некоторых случаях электрические сети замкнуты. Согласно концепции Smart Grid будущая электрическая сеть уже не будет иметь древоподобную структуру [20]. Она будет иметь замкнутую структуру (ее можно сравнить с сетью Internet) с множеством точек соединения (рисунок 1.4), где потребитель электрической энергии может быть и ее производителем [21].

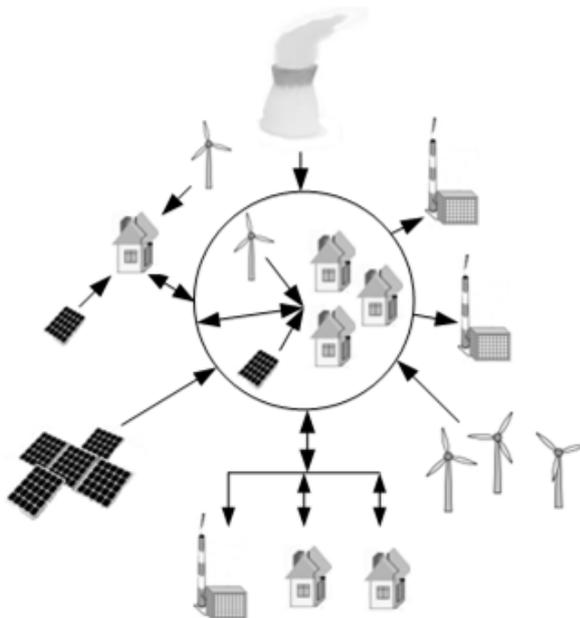


Рисунок 1.4 - Замкнутая структура интеллектуальной сети

Очевидно, что такая сложная неструктурированная сеть должна иметь мощную управляющую систему, согласовывающую между собой работу всех компонентов сети. Для этого все компоненты сети должны «общаться» друг с другом и с управляющими центрами по специальным каналам связи.

Построение интеллектуальной сети позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, сократить потери электроэнергии и расход энергоресурсов, снизить затраты на строительство и эксплуатацию линий электропередачи и подстанций, создать условия для сооружения объектов малой энергетики, в частности возобновляемой [22]. Кроме того, интеллектуальная сеть будет способствовать экономии средств и ресурсов различных групп конечных потребителей электроэнергии, уменьшению вредных выбросов в атмосферу и снижению негативного воздействия на климат. Внедрение интеллектуальных сетей потребует всестороннего привлечения научно-технического потенциала и может стать локомотивом развития российских технологий.

Особенностью России является масштабная газификация страны с развитой инфраструктурой транспорта газа в центры потребления энергии и его распределения. Доступность газа, его экологичность порождают тенденцию установки потребителями объектов малой генерации электрической энергии на базе газового топлива для нужд производства, энергоснабжения жилых районов с их подключением к распределительным сетям общего пользования и снижения потребности в энергии от систем централизованного энергоснабжения [23]. 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 также отметить важность 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 топлива на базе угля.

Распределенная генерация, как правило, присоединяется к распределительным сетям, так как имеет небольшие мощности [24]. Развитие распределенной генерации и их присоединение к сети породили новые проблемы и трудности, которые вынудили системных операторов, электроэнергетические компании, правительства и нормативные комитеты (ведомства) к определению технических требований для присоединения МГ к сетям и эксплуатации генерирующих мощностей РГ.

Распределенная малая топливная генерация по типу является синхронной генерацией электричества и не нуждается в дополнительных преобразовательных устройствах, 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 северных районах России для формирования таких сетей (распределенных энергосистем) и управления их режимами.

Следует отметить повышение внимания Правительства Российской Федерации к развитию интеллектуальных сетей и распределенной генерации [25].

Основные препятствия на пути развития электрических сетей с распределенной синхронной генерацией [26]:

- Недостаточная развитость специализированной технологической и противоаварийной автоматик, обеспечивающих эффективную работу малой синхронной генерации в общей электрической сети и в изолированных районах.
- Отсутствие эффективных типовых решений по присоединению малой генерации к сети.

- Недостаточность и несовершенство существующей нормативно-правовой базы для осуществления технологического присоединения малой синхронной генерации к электрическим сетям и ее коммерческого использования на розничном рынке электроэнергии, мощности и услуг по обеспечению надежности и регулированию режима.
- Недостаточность кадрового обеспечения развития малой генерации и интеллектуальных энергетических систем в части исследования, проектирования и эксплуатации.

В качестве направлений развития «умных сетей», в основном выделяются три ключевых блока: системы учета и измерения; автоматизация распределительных сетей; управление сетью в целом. Рассмотрим данные блоки более подробно [27].

- Системы учета и измерения (англ. Advanced Metering Systems). В основном к этому блоку относятся: микропроцессорные счетчики электроэнергии, устройства измерения параметров режима и т.д. Большинство проектов по Smart Grid начинается именно с внедрения, так называемого, Smart Metering (умного измерения).

- Автоматизация распределительных сетей (англ. Distribution Automation). Говоря о понятии «умная сеть», речь идет в первую очередь о сетях распределительных. Протяженность таких сетей, количество подключенных к ним потребителей, а соответственно, и количество проблем в распределительных сетях на порядок выше, чем в сетях передающих, а именно распределительные сети играют важнейшую роль в обеспечении качественного и надежного электроснабжения потребителей. В качестве технических решений в этом блоке выделяют: устройства секционирования электрической сети (реклоузеры, выключатели нагрузки и т.д.), устройства автоматики подстанций, устройства управления потоками реактивной мощности и напряжением (продольная и поперечная компенсация, РПН) и т.д [28].

- Под управлением сетью в целом понимается используемые в системе управления программные моделирующие комплексы, включающие в себя: модули расчета режимов, моделирования аварийных событий, системы поддержки принятия решений.

На сегодняшний день, в США и Европе активно развивается направление децентрализации управления режимом распределительных сетей, и в частности – децентрализованное регулирование напряжением с учетом участия в нем распределенной генерации [29].

Развитие децентрализации управления происходило поэтапно:

1 этап - разработка локальных устройств регулирования напряжения с максимальным использованием локальной информации;

2 этап - разработка интеллектуальных систем координации локального уровня смежных локальных регуляторов;

3 этап - разработка интеллектуальных систем координации районного (кластерного) уровня, образующих систему регулирования целыми районами сети.

На сегодняшний день активно ведется разработка интеллектуальных систем кластерного уровня (рисунок 1.5), который включает в себя ветровые, солнечные генераторы и накопители электроэнергии [30-32].

Технологии децентрализованного и иерархического регулирования напряжения, как для локального, так и для кластерного уровней разрабатывались Chamorro H.R., Hadsaid N., T. Tran-Quoc, Rios M. A. и т.д.

В технологии децентрализованного регулирования предлагается заменить традиционную централизованную систему, использующую метод встречного регулирования, на автоматическую интеллектуальную систему, адаптирующуюся под состав оборудования в сети и режимы его работы.

На локальном уровне регулирования сформировались следующие задачи:

- Обеспечение оптимальных режимов работы оборудования;
- Поддержание уровней напряжений смежных узлов;

- Передача информации о режиме работы и уровне напряжений района регулирования координирующему регулятору;
- Прием и исполнение управляющих воздействий координирующего регулятора.

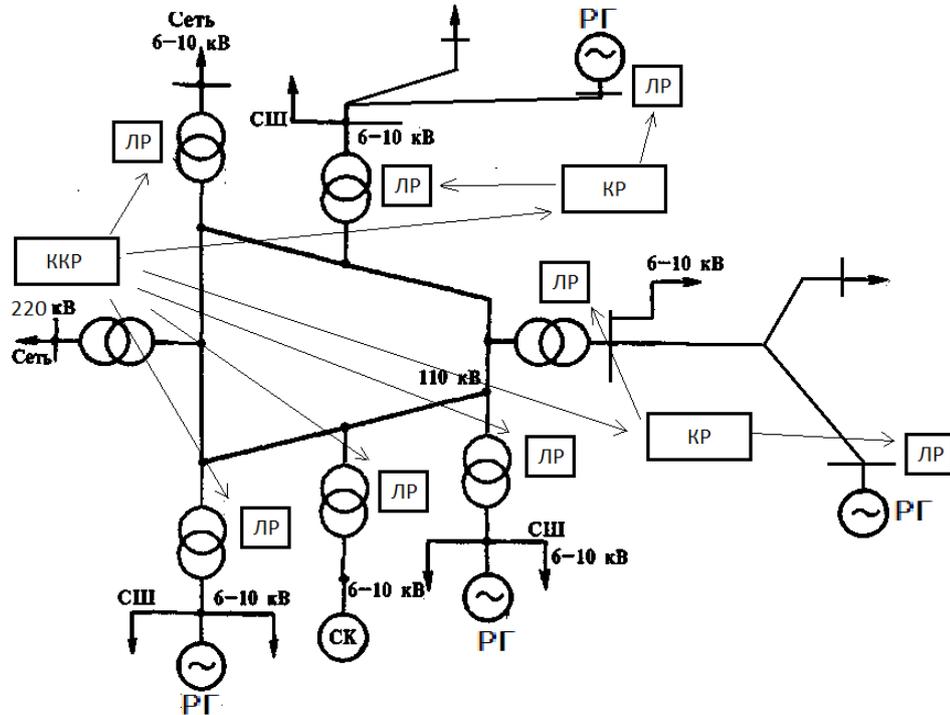


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема расположения и взаимодействия регуляторов в распределительной сети при иерархическом управлении

ЛР - локальный регулятор; КР - координирующий регулятор; ККР - кластерный координирующий регулятор

На уровне координации локальных регуляторов:

- Получение и анализ информации, поступающей от локальных регуляторов;
- Координация локальных регуляторов для поддержания уровней напряжения в необходимых пределах;
- Оптимизация потерь активной мощности в районе.
- Прием и исполнение управляющих воздействий кластерного регулятора.

На кластерном уровне:

- Получение и анализ информации, поступающей от координирующих регуляторов;

- Управление координирующими регуляторами для поддержания уровней напряжения в необходимых пределах и баланса активной мощности кластера;

- Оптимизация потерь активной мощности в сети.

Основными элементами локального регулятора является контроллер управления средствами регулирования напряжения в узле (подробнее в главе 2), в котором заложены основные законы управления, учитывающие тип и параметры используемого оборудования, и собственно контроллер регулирования напряжения [33]. Современные контроллеры регулирования напряжения, как правило, обладают искусственным интеллектом и имеют структуру, изображенную на рисунке 1.6.

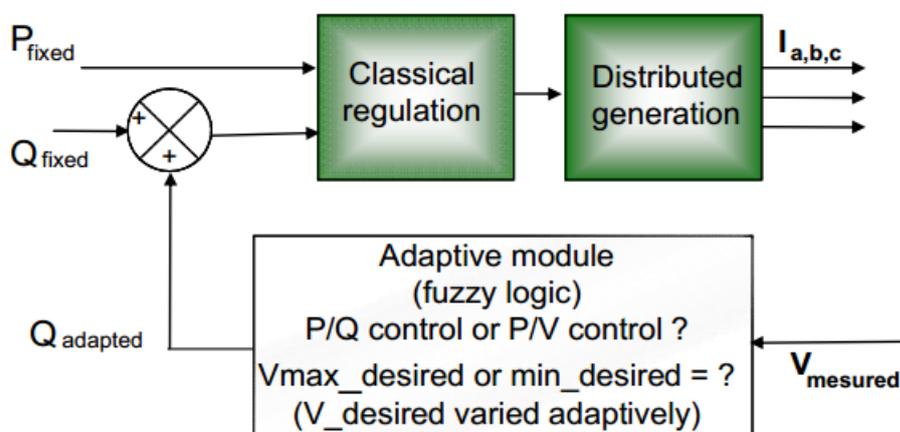


Рисунок 1.6 – Структура интеллектуального локального регулятора (для генератора)

Координирующий регулятор необходим при наличии в узле нескольких регуляторов, например, РПН трансформатора и генератор. Имея более сложную систему определения управляющих воздействий, координирующий регулятор осуществляет регулирование напряжения с учетом приоритета использования различных типов регуляторов.

Кластерный координирующий регулятор работает с контролем не только напряжения, но и частоты, поддерживая переход на изолированную работу сети [34]. Регулирование напряжения в сети происходит поиском оптимального управляющего воздействия на локальные и координирующие регуляторы. Контролируя множество напряжений узлов U_j в сети и оценивая реакцию напряжения на изменение генерации реактивной ΔQ_j или активной мощности ΔP_j , решается задача подавления отклонений напряжения наиболее близким регулятором, т.е. задача селективности. Целевая функция такой задачи:

$$\sum_{j=1}^k \frac{\partial Q_j}{\partial U_i} + \sum_{j=1}^k \frac{\partial P_j}{\partial U_i} + \sum_{m=1}^n \frac{\partial k_m}{\partial U_i} \text{®} \min \quad (1.1)$$

где Δk_m - изменение коэффициентов трансформации трансформаторов.

В тяжелых и послеаварийных режимах кластерный координирующий регулятор работает по предварительно определенному алгоритму, адаптируя управляющие воздействия к режимной ситуации, т.е. используется некоторая сетка решений определенных инцидентов. Управляющие воздействия (увеличение мощности генераторов, отключение потребителей) адаптируются в соответствии с балансом активной и реактивной мощностей.

1.2 Развитие средств регулирования напряжения

Устройства компенсации реактивной мощности по принципу действия делятся на статические и электромашинные. К статическим устройствам относятся шунтирующие реакторы (ШР), батареи статических конденсаторов (БСК), обеспечивающие ступенчатое регулирование реактивной мощности, реакторные группы, управляемые шунтирующие реакторы (УШР), коммутируемые вакуумными выключателями (ВРГ), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические компенсаторы реактивной мощности, выполненные на базе современной силовой электроники (с использованием мощных высоковольтных полностью управляемых транзисторов типа IGCT и IGBT) – СТАТКОМ. К электромашинным

устройствам относятся синхронные компенсаторы (СК), асинхронизированные компенсаторы (АСК) [35]. Схемы и принцип работы БСК, ВРГ, УШР, СТК и СК является хорошо известным на практике устройством, поэтому специально не рассматриваются в данной работе.

К новым относятся устройства из класса устройств FACTS, в частности, устройства регулирования реактивной мощности – СТАТКОМ [36]. СТАТКОМ представляет собой управляемое статическое устройство, выполненное по схеме преобразователя напряжения (ПН), включенное в электрическую сеть поперечно. На базе такого ПН могут быть реализованы и другие устройства FACTS: вставка постоянного тока (ВПТ), управляемая продольная компенсация (УПК), фазоповоротное устройства (ФПУ), объединенный регулятор потоков мощности (ОРПМ), компенсаторы активно-реактивной мощности (КАРМ) [37-40].

Принцип работы ПН идентичен принципу работы агрегатов бесперебойного питания: из напряжения источника постоянного тока за счет широтноимпульсной модуляции и использования фильтра гармоник формируется синусоидальное напряжение частотой $50 \text{ Гц} \pm 3 \text{ Гц}$ (рисунок 1.7).

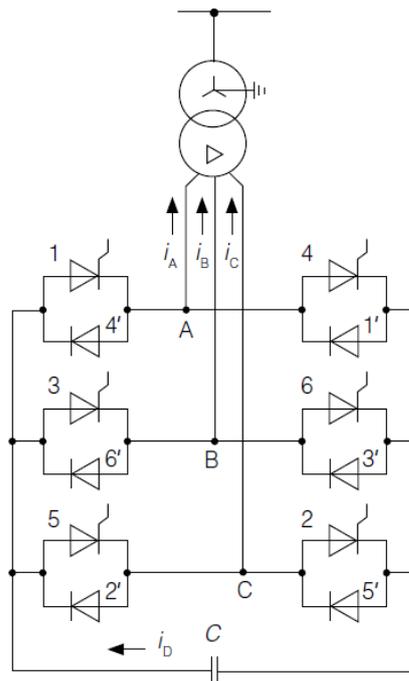


Рисунок 1.7 – Схема статического компенсатора реактивной мощности
СТАТКОМ

ПН состоит из шести плеч, включающих в себя встречно-параллельные запираемые тиристоры ЗТ и обратные диоды ОД. Система управления обеспечивает длительность проводящего состояния каждого плеча, равную 180° . Импульсы управления поступают на запираемые тиристоры ЗТ через 60° с очередностью 1—2—3—4—5—6. При таком управлении на зажимах А, В и С ПН формируются напряжения в виде прямоугольников U_{AB} , U_{BC} и U_{CA} (оси 4, 5, 6), первые гармоники фазных напряжений которых равны: $U_A = U_B = U_C = U_n - 2/\pi \cdot U_d$

где U_d - напряжение источника постоянной ЭДС; U_n - напряжение преобразователя.

Асинхронизированные компенсаторы (АСК) - применяются в электрических сетях для ликвидации дефицита реактивной мощности и регулирования напряжения в сети [41]. Они способны генерировать и потреблять реактивную мощность в широком диапазоне, а также обладают высокой перегрузочной способностью, позволяющей обеспечить устойчивость прилегающей энергосистемы при авариях.

АСК представляет собой комплекс, состоящий из собственно электрической машины переменного тока, системы возбуждения и системы автоматического управления защиты и сигнализации с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ).

АСК отличается от традиционного синхронного компенсатора наличием на роторе двух обмоток возбуждения, сдвинутых относительно друг друга по окружности ротора в пределах полюсного деления на угол $\rho/2$. Наличие на роторе АСК второй обмотки позволяет возбуждать компенсатор не только по продольной оси d , как в синхронной машине, но и поперечной оси q . Это придает АСК качественно новые свойства в сравнении с синхронными компенсаторами – расширяются области статической и динамической устойчивости компенсатора и энергосистемы, в составе которой работает АСК, в целом. Структурная схема АСК приведена на рисунке 1.8.

Свойства АСК определяются его конструкцией, мощностью системы возбуждения, соотношением мощностей обмоток возбуждения по осям d и q ротора, функцией регулирования возбуждения.

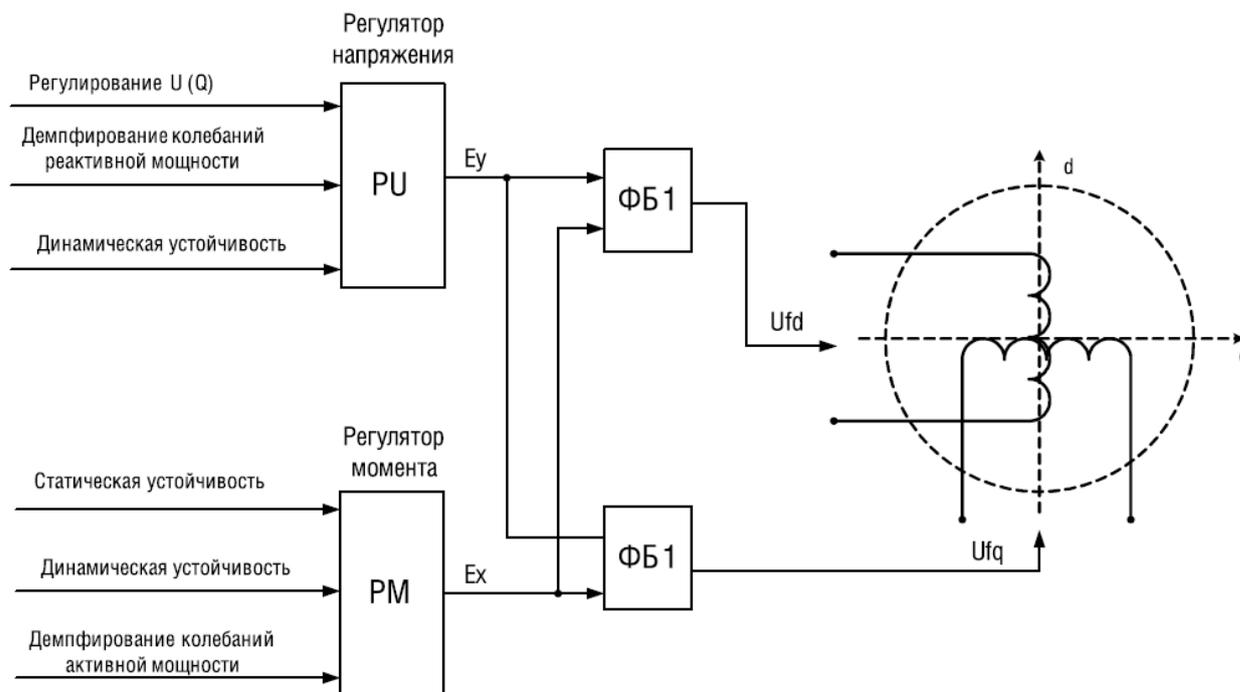


Рисунок 1.8 – Функциональная структура регулирования асинхронизированной машины

В общем случае, по способу управления напряжением в точке подключения, АСК можно разделить на две группы:

- скалярное управление – управление величиной напряжения;
- векторное управление – управление величиной и фазой напряжения.

Для реализации «векторного» управления напряжением в заданной точке энергосистемы АСК, в идеальном случае, должен иметь симметричную структуру возбуждения (т.е. одинаковые обмотки возбуждения по продольной и поперечной осям ротора и соответствующую двухканальную систему управления напряжением возбуждения). Такой АСК может иметь возможность работать в определенном диапазоне скольжения ротора [42].

Работа АСК со скольжением может быть кратковременной (в переходных режимах) или длительной, что определяется заданными условиями функционирования АСК в конкретном месте установки в энергосистеме. При выполнении такого АСК с шихтованным ротором рабочий диапазон скольжений ротора относительно магнитного поля статора не имеет ограничений по условиям нагрева бочки ротора от вихревых токов. В этом случае, практически, единственным ограничением является установленная мощность (кратность форсировки напряжения возбуждения) системы возбуждения.

1.3 Управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией на основе мультиагентной системы

Интерес к РГ в сетях энергосистемы стремительно растет. Это увеличение может быть объяснено такими факторами, как экологические проблемы, реструктуризация предприятий электроэнергетики, а также разработка новых технологий управления для малой энергетики.

Наличие у каждого из субъектов ЭЭС собственных целей ставит задачу перехода к мультиагентному управлению режимом [43-46]. Архитектура классической мультиагентной системы для Micro Grid, подключенной к внешней электрической сети представлена на рисунке 1.9.

Система состоит из четырех типов агентов, а именно: управляющий агент (Control Agent), агент генерации (DER- agent), агент потребителя (User Agent), база данных (Database Agent). В работе мультиагентной системы каждый агент имеет уникальные цели и обязанности. При совместной работе все агенты работают в направлении достижения общей цели, которая заключается в поддержании качества энергоснабжения и надежности микро энергосистемы [47].

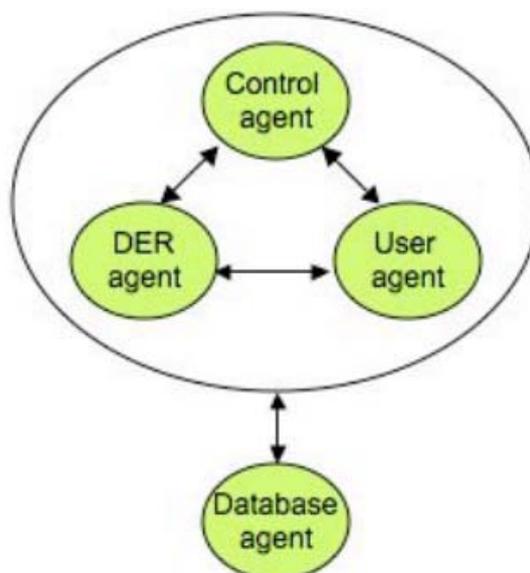


Рисунок 1.9 – Архитектура мультиагентной системы

В обязанности ControlAgent входит контроль напряжения и частоты в сети Micro Grid, оценка режима, выявление нарушений и нештатных ситуаций. Основными объектами управления являются локальные регуляторы и главный выключатель, с помощью которого сеть может быть изолирована от внешней энергосистемы.

DER agent отвечает за хранение DER-информации, контроль и управление генерируемой мощностью, состояние (отключенное/включенное) объекта. DER- информация может включать в себя идентификационный номер распределенного генератора, тип (микротурбина, солнечный генератор, топливный элемент и т.д.), доступность топлива, номинальная мощность (кВт), стоимость или цена электроэнергии, по которой пользователи (владельцы) соглашаются ее продать, а также состояние генератора, в т.ч. показатели надежности функционирования.

User Agent выступает в качестве шлюза, который делает пользователей активными участниками энергосистем. Агент отвечает за предоставление пользователям в режиме реального времени информации, а также контролирует потребление электроэнергии. User Agent позволяет потребителю управлять своим уровнем нагрузок.

Database Agent отвечает за хранение данных и информации, а также запись сообщений, переданных агентами. База данных обеспечивает доступ к данным для других агентов и пользователей [48].

Первым этапом работы мультиагентной системы является идентификация агентов в соответствии с представленными выше категориями.

После идентификации агентов и присвоения им определенных функций, происходит стадия инициализации всей сети. В ходе инициализации происходит присвоение каждому агенту своего IP адреса, находятся связанные и влияющие друг на друга агенты, т.е. для каждого User Agent и DER agent должен быть определен свой Control Agent.

После инициализации определенного количества User и DER агентов с одним Control Agent, Control Agent начинает получать измерения режимных параметров и другую информацию от этих агентов. Управление режимом сети агентом управления (Control Agent) происходит по закону оптимального распределения управляющего воздействия между остальными агентами [49].

Преимущества метода мультиагентного управления:

- Простота модели управления, т.е. все субъекты, имеют свою категорию, интегрирующую все модели управления для определенного типа субъекта.

- Возможность свободной передачи информации не только о технологическом режиме, но и информации о ценах, изменении возможностей и желаний конкретного потребителя [50].

Иллюстрация взаимодействия участников (агентов) при различных структурах системы управления представлена на рисунке 1.10

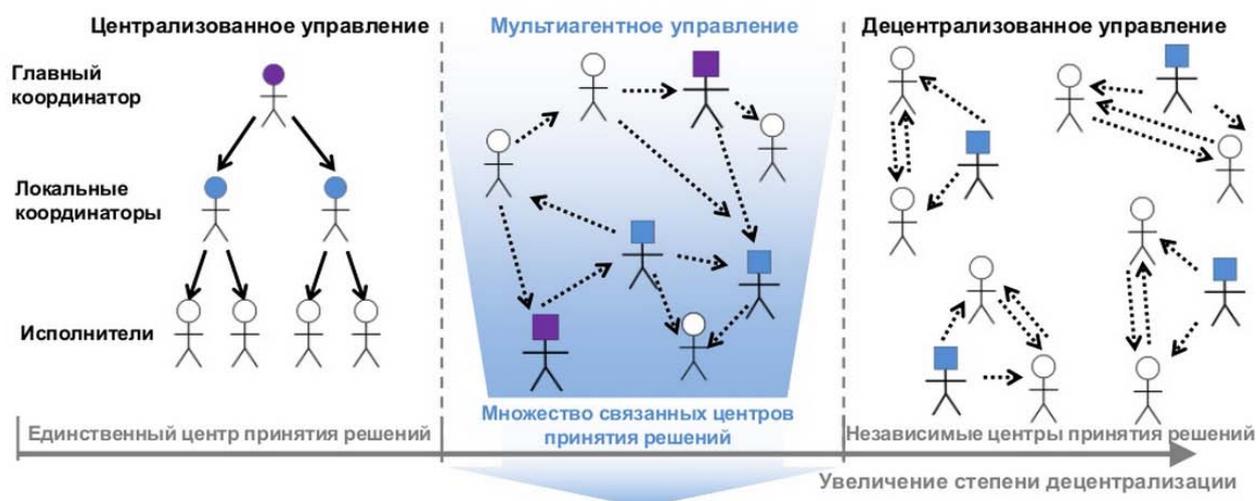


Рисунок 1.10 – Иллюстрация взаимодействия участников при различных структурах системы управления

Мультиагентное интеллектуальное управление напряжением и реактивной мощностью определяет наилучший набор управляющих действий для всех устройств, регулирующих напряжения, для достижения следующих целей:

- минимизация потерь активной мощности;
- обеспечение качества электрической энергии;
- компромиссное достижение целей по напряжению каждого из субъектов;
- скоординированная ликвидация нарушений нормального режима электрической сети;
- комбинация вышеперечисленного.

Также возможно настроить систему так, чтобы минимизировать количество переключений РПН или конденсаторных установок, что увеличит их срок службы.

1.4 Анализ существующих и разрабатываемых МАС

В последние годы интеллектуальные системы и автономные агенты представляют большой интерес для управления электроэнергетическими системами. В [51] мультиагентный подход представлен для задач

восстановления распределительных электрических сетей с одним источником питания. Это побуждает к использованию агентов на различных уровнях управления, например, для агентов питающих линий и агентов нагрузки. Такой подход соответствует идеи совместного иерархического и распределенного управления. Авторы в [52] предлагают использовать агентов сервисно-ориентированным образом для разработки электроэнергетических приложений, в особенности в контексте перехода понимания энергии как продукта к услуге. Solanki и соавторы в [53-58] представляют мультиагентный механизм для изолированной работы распределительных систем с РГ. Для поддержания энергетического баланса, предлагается механизм отключения части нагрузки.

В Дании были разработаны динамическая платформа ПО для осуществления автономного местного управления электроэнергетическими системами с высокой долей РГ. Было создано ПО для обеспечения связи между агентами в режиме реального времени, а также механизм привлечения агентных технологий для оценки ситуации при управлении. Представлен полностью децентрализованный и сервисно-ориентированный подход, при котором автономные агенты представляют физические компоненты энергосистемы, такие как РГ (агенты РГ), электрические нагрузки (агенты нагрузки) и отключение нагрузки (агенты ОН) [59-61]. В данном подходе агенты РГ участвуют в предоставлении услуг по регулированию, а агенты нагрузки в предоставлении услуг по отключению нагрузки для обеспечения баланса мощности. Отключение нагрузки выполняется, когда не хватает доступных услуг по регулированию для восстановления баланса мощности и энергии в изолированной подсистеме.

Важным аспектом данного подхода является то, что предоставление нерегулярной мощности от РГ для баланса мощности и отключение нагрузки, выполняются сервисно-ориентированным образом. В качестве предоставляемых услуг агенты РГ выбирают регулирование, а агенты нагрузки – отключение самих себя [62-64]. Это очень важно для реализации

инновационных архитектур типа микросетей и виртуальных электростанций, где электрические силовые компоненты принадлежат разным владельцам, со специфическими экономическими интересами, требует возможности свободного подключения и дальнейшей работы.

Анализ существующих и разрабатываемых МАС, таких как МАС управления спросом и предложением на электроэнергию и мощность, МАС ситуационной поддержки оператора в электрических сетях с РМГ, МАС восстановления сети после технологического нарушения, МАС регулирования напряжения в электрической сети показал, что [64-69]:

1. Практически для всех работ по регулированию напряжения в электрической сети на основе МАС характерно наличие интенсивного информационного обмена информацией между агентами разных уровней;
2. Недостатком имеющихся МАС является наличие центрального агента (симулятор, сборщик данных, решатель), выход, из строя которого делает практически неработоспособной всю систему (рисунок 1.11).

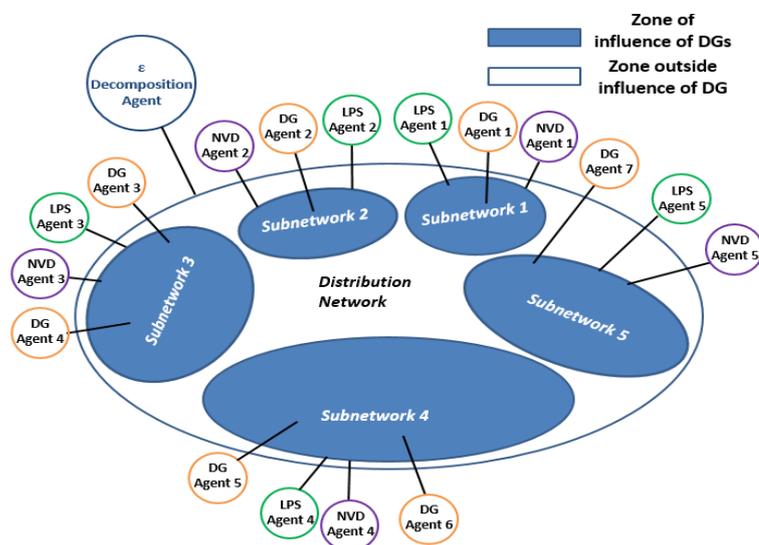


Рисунок 1.11 – Схема взаимодействия агентов в реферируемых мультиагентных системах

Это актуализирует разработку МАС без центрального и/или координирующих элементов, агентам которой для обеспечения

компромиссного режима по напряжению достаточно знания параметров режима только прилегающей к ним сети, минимального обмена информацией со смежными агентами и общих правил поведения.

В отличие от имеющихся в настоящее время мультиагентных систем, в основу мультиагентного регулирования напряжения электрической сети в данной работе положены контроль режима прилегающего района сети, общие (единые) принципы работы и базы правил принятия решений, а также отсутствие центральных (координирующих) элементов.

Исследованию таких МАС посвящены работы Исмоилова С.Т., Мукатова Б.Б. [70-72]. В работах Исмоилова С.Т. предлагается и исследуется одноуровневая МАС децентрализованного регулирования напряжения в электрических сетях, в которой агенты (локальные регуляторы) контролируют район прилегающей сети и работают по общим правилам, преследуя индивидуальные цели субъектов. В них предложен способ мультиагентного (децентрализованного) регулирования напряжения в распределительной электрической сети, обеспечивающий компромиссное регулирование напряжения в интересах всех субъектов, участвующих в процессе, создающий технологическую основу локальных рынков услуг по регулированию режима в электрической сети, предложена структура регулятора напряжения с искусственным интеллектом (знаниевого типа), объединяющего в одном устройстве функции противоаварийного и технологического управлений локального и системного характера, предложена методика оценки достижимости индивидуальных целей по напряжению в электрической сети и сопоставления способов регулирования напряжения, а также доказана эффективность децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения [73-74].

Однако, следует отметить и основной недостаток предложенной МАС, заключающийся в том, что при наличии сильного взаимного влияния агентов на режим прилегающих к ним районов электрической сети возникает

необходимость в координации их действий, которая нереализуема в предлагаемой МАС.

В работах Мукатова Б.Б. [75-77] исследуется возможность противоаварийной и режимной реконфигурации электрической сети с помощью децентрализованной МАС. Показано, что решение задачи без координации действий невозможно, однако, вместо координирующего уровня предложено осуществлять координацию за счет информационного обмена между смежными агентами. В процессе обмена смежные агенты передают и получают режимную информацию, сведения о своих возможностях по делению и объединению узлов сети, запретами и разрешениями действий смежных агентов. В результате было доказано, что принятие решений по реконфигурации электрической сети и ее осуществление возможно без централизации управления на основе мультиагентных технологий, предложены методы распределенного принятия решений по реконфигурации ЭЭС, позволяющие строить одноуровневые мультиагентные системы (МАС) управления, способные обеспечить открытость для присоединения малой генерации к сети и высокую надежность энергосистем с РМГ.

Подводя итог проведенного обзора можно дать следующее определение МАС регулирования напряжения в распределительных электрических сетях с активными потребителями и распределенной малой генерацией:

Под мультиагентным регулированием напряжения в электрической сети будем понимать всю совокупность мер, принимаемых каждым из субъектов процесса (сетевой компанией, потребителем электроэнергии, генерацией), для достижения собственных целей этого регулирования в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих режим напряжения сети при компромиссе интересов.

При этом целями регулирования напряжения для всех участников процесса являются:

Для сетевой компании это допустимость режима напряжения во всех узлах сети, качественное напряжение во всех узлах нагрузки, максимум пропускания электроэнергии при минимальных потерях в сети.

Для потребителя это оптимальное и стабильное напряжение на шинах электроприемников. Как правило, речь идет о номинальном или сниженном до 5% напряжении [78-80].

Такое качество напряжения обеспечивает рациональное энергосбережение и минимальный износ оборудования.

Для распределенной по сети малой генерации это допустимое напряжение на шинах при минимуме потерь энергии на участке до коммерческих приборов учета поставляемой энергии [81].

Выводы

Уход многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения – общемировая тенденция. Противостоять этой тенденции бессмысленно. Разумнее принять ее должное и найти оптимальное соотношение между централизованным производством электрической и тепловой энергии и производством на локальных источниках, скорее всего средних и малых по мощности.

Рост доли распределенной генерации в ЭЭС не только имеет положительные стороны, но и создает определенные технические проблемы, которые связаны с изменением свойств систем, возможностей управления ими в нормальных и аварийных условиях. Эти проблемы решаемы, однако, при этом усложняется диспетчерское и автоматическое управление ЭЭС, требуется разработка новых математических моделей по обоснованию развития ЭЭС и систем электроснабжения, анализу их режимов и управлению ими.

Централизованное регулирование напряжения, осуществляемое в настоящее время сетевыми компаниями, не отвечает интересам собственников распределенной генерации, потребителей, обладающих

средствами регулирования напряжения, таких как: БСК, УШР, УПК, ФПУ, ОРПМ, СТАТКОМ и АСК.

В распределительной сети с объектами малой генерации и активными потребителями централизованное регулирование напряжения неэффективно как в силу отсутствия, в том числе по причине экономической нецелесообразности, наблюдаемости режимов, так и в связи с необходимостью обеспечения компромисса интересов всех участников процесса.

Мультиагентное (децентрализованное) регулирование способно обеспечить компромиссное регулирование напряжения в интересах всех субъектов, участвующих в процессе: сетевой компании, потребителей, распределенной генерации, а также создать технологическую основу локальных рынков услуг по регулированию напряжения в сети.

Следует принять следующие *принципы* осуществления мультиагентного регулирования напряжения в электрических сетях 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 агентов МАС подчиняется цели предотвращения развития и ликвидации возникших нарушений.

- Для достижения целей субъекта каждый его агент эффективно использует собственные средства регулирования напряжения и доступную локальную информацию о режиме сети.

С развитием распределенной малой генерации, включаемой в сети низкого и среднего напряжения, возникают пересечения (наложения) районов регулирования разных источников реактивной мощности, и регулирование становится многосвязным.

Одноуровневая МАС является наиболее подходящей для регулирования напряжения в распределительных электрических сетях в силу своей малозатратности и живучести, однако для сетей с многосвязным регулированием напряжения необходимо решить задачу координации действий агентов в смежных районах электрической сети.

2 ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ МУЛЬТИАГЕНТНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

2.1 Концепция децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения в электрической сети

Под концепцией децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения в распределительной электрической сети автор понимает ведущий замысел построения такой системы, которая интегрально должна иметь значительные конкурентные преимущества при осуществлении регулирования напряжения в специфических условиях распределительных электрических сетей с распределенной малой генерацией. Ранее уже отмечалось, что в состав таких специфических условий необходимо включить:

- неразвитость систем телеметрии и телесигнализации, что обуславливает плохую топологическую и режимную наблюдаемость сетей в центрах оперативного управления,
- наличие большого числа локальных средств регулирования напряжения и реактивной мощности,
- противоречивость интересов по напряжению у разных субъектов, связанных единым технологическим процессом энергоснабжения при использовании общей электрической сети,
- появление и использование новых возможностей по надежности энергоснабжения в части живучести при развитии распределенной генерации в электрической сети,
- повышение требований к открытости системы (распределительной электрической сети) для присоединения новых энергопотребляющих и энергогенерирующих объектов,
- экономическая рациональность (экономичность) электрической сети, как инфраструктуры системы электроснабжения.

Проведенный автором, а также в ряде работ [82-86] анализ свидетельствует о том, что наиболее перспективной для активных распределительных электрических сетей является концепция управления режимами на основе децентрализованной (одноуровневой) мультиагентной системы. Она обладает следующими свойствами:

- отсутствием узлов (уровней) централизованного или координирующего управлений и соответственно необходимости концентрированной топологической и режимной наблюдаемости режима сети (возможностью работы в условиях неразвитости телеметрии, телесигнализации и телеуправления),
- привязкой агентов к локальным устройствам управления с возможностями подчинения их действий интересам субъектов, использующих общую электрическую сеть (сетевые компании, владельцы объектов малой генерации, средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, энергопотребляющих установок),
- самонастройкой локальных регуляторов в режиме реального времени,
- возможностями концентрации у агентов множества функций разных мультиагентных систем, например, локальное устройство управления может быть и агентом системы регулирования напряжения, и агентом системы живучести электрической сети и агентом системы управления балансом мощности электрической сети.

Основным условием конкурентного преимущества одноуровневой мультиагентной системы управления режимами является наличие эффективных методов децентрализованного решения основных задач управления режимами распределительной электрической сети. К числу таких задач относится и задача регулирования напряжения в нормальных и (после) аварийных режимах электрической сети. При этом для одноуровневой МАС

ключевым вопросом их работоспособности и эффективности в сетях с распределенными средствами компенсации реактивной мощности, в т.ч. малой генерацией, является – каким образом может быть осуществлена координация действий агентов, оказывающих взаимное влияние на режим в некоторых районах электрической сети. В настоящей работе ответ на данный вопрос дается путем организации процесса согласования действий агентами смежных областей сети с использованием экспертной базы знаний и локального обмена данными.

Различные условия осуществления мультиагентного регулирования напряжения в распределительной электрической сети можно проиллюстрировать на ее принципиальной модели, представленной на рисунке 2.1.

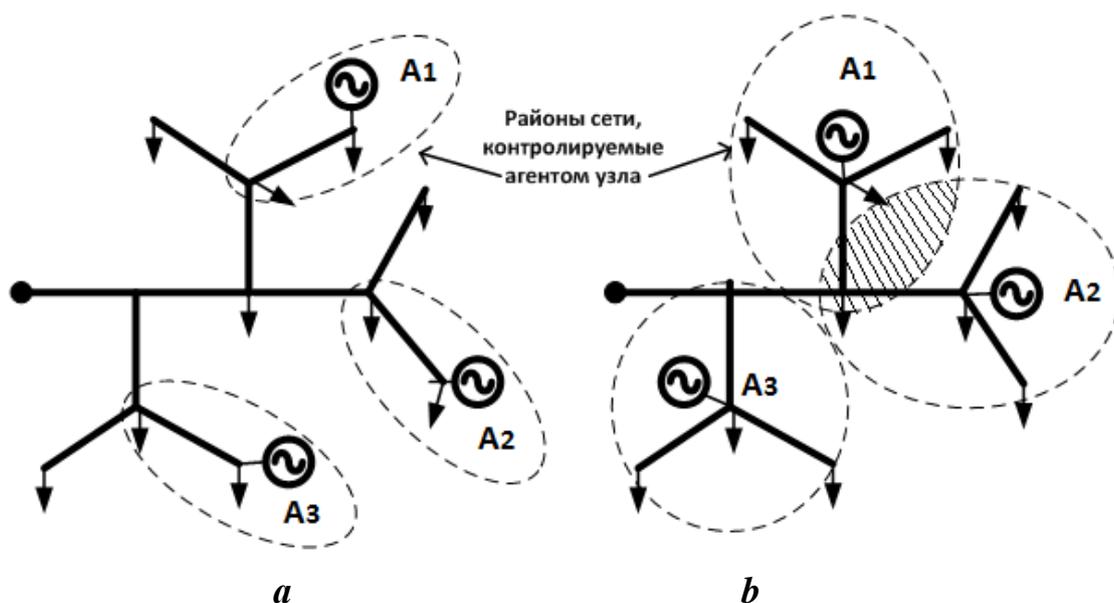


Рисунок 2.1 - Принципиальные схемы активных сетей с распределенной генерацией при разных способах ее размещения
 а) размещение МГ в наиболее электрически удаленных узлах сети
 б) размещение МГ в узлах с максимальной зоной контроля режима прилегающего района сети

Распределительная сеть представлена древовидной структурой с тремя распределенными устройствами компенсации реактивной мощности (МГ или управляемые КУ), пунктирами выделены районы сети, контролируемые агентами МАС по локальным параметрам с косвенным определением напряжений удаленных концов линий электропередачи. Распределительная сеть подключена к центру питания (ЦП) питающей сети, контролирующей его напряжение (ЦП является контрольным пунктом магистральной сети энергосистемы с централизованным диспетчерским управлением).

Следует отметить, что режим сети в схеме а) не контролируется полностью агентами МАС (ненаблюдаем) в отличие от схемы б), поэтому и регулирование режима в электрической сети с помощью МАС будет в схеме а) в условиях неполной наблюдаемости режима, а в схеме б) при полной наблюдаемости режима.

Зона существенного влияния на режим электрической сети каждого из агентов (каждой МГ или управляемого КУ) будет зависеть от соотношений электрических сопротивлений отдельных участков сети. Так, при малых сопротивлениях магистральной части распределительного дерева (коротких линиях) в силу незначительных потерь напряжения на ней взаимное влияние агентов не будет существенным, как в схеме а), так и б). Координации их действий не понадобится. Такую ситуацию (сеть) будем классифицировать, как сеть с непересекающимися областями регулирования агентов МАС, при этом области контроля режимов агентами МАС могут иметь смежности (пересекаться, рисунок 2.1.б).

При значительных сопротивлениях магистральной части распределительного дерева координация будет необходима.

При пересечении областей регулирования могут возникать конфликты в действиях агентов, так как агенты не могут знать режимную ситуацию в контролируемых смежными агентами районах. Следствием их несогласованных действий могут быть ситуации, в которой агент одного из районов действует на повышение напряжения, а другого на снижение. В силу

разнонаправленности действий агенты не достигают своих целей, необоснованно выходят на пределы по генерации или потреблению реактивной мощности, что приведет к большим перетокам реактивных мощностей, дополнительным потерям, а возможно и к недопустимым перегрузкам оборудования.

Чтобы избежать, таких последствий агентам необходимо координировать свои действия со смежными агентами. Каждый агент, которому необходимо изменить режим по напряжению в своем контролируемом районе (базовый агент), должен получить разрешение на свое действие от смежных агентов. Для обмена запросами и разрешениями/запретами агенты могут использовать каналы прямых электрических связей между узлами сети, т.к. передача данных между агентами осуществляется непосредственно по ЛЭП одного номинального напряжения по ВЧ каналам передачи данных. ВЧ каналы характеризуются высокой надежностью, дешевизной, быстротой развертывания и минимальным временем устранения неисправностей.

Напряжения в узлах сети прилегающего к узлу включения генерации или другого управляемого компенсирующего устройства (контролируемого агентом района сети) могут определяться как результат косвенных измерений по локальным режимным параметрам. Так, напряжение со стороны удаленных концов линий, примыкающих к узлу подключения генерации, может определяться:

- расчетным путем по измерениям активной, реактивной мощности по линии, напряжению в узле подключения генерации и известным параметрам линии;
- или с использованием специальных схем измерения напряжения (рисунок 2.2) на удаленных концах линий (с физическим моделированием падений напряжения в линии, так называемых, «Фантомных схем»).

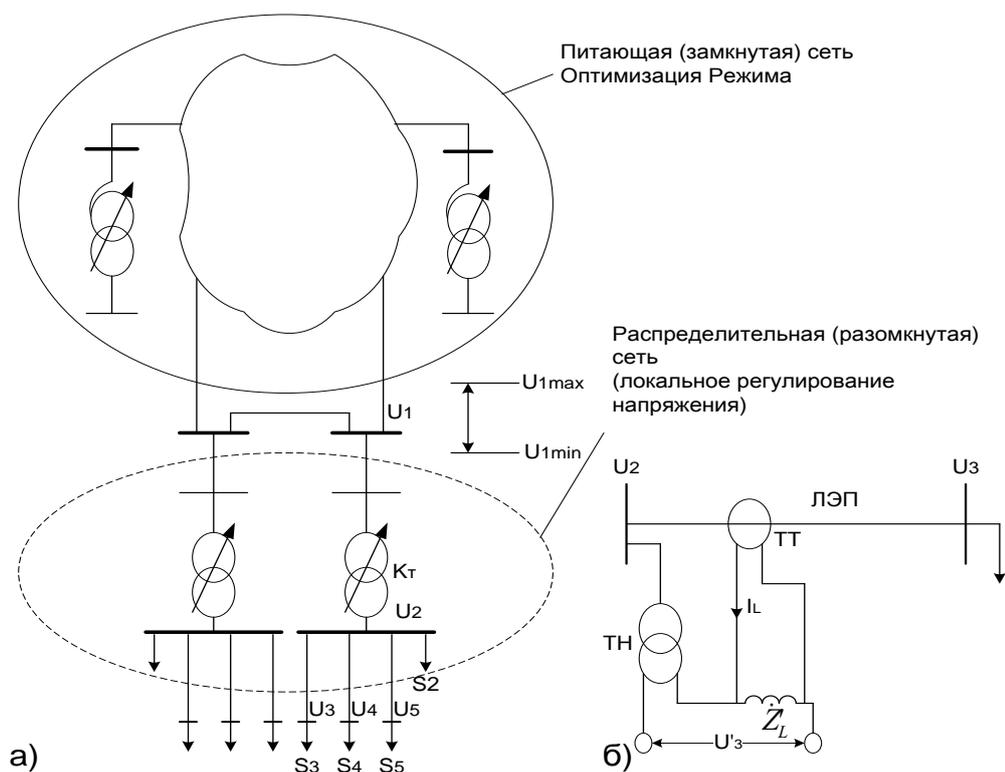


Рисунок 2.2 – Общая схема регулирования напряжения в электрических сетях энергосистемы (централизованное регулирование напряжения в питающей (передающей) сети и децентрализованное мультиагентное с контролем напряжений прилегающего района в распределительной сети)

- а) принципиальная схема сети организации регулирования напряжения;
- б) схема косвенного измерения напряжения конца ЛЭП при физическом моделировании падений напряжений

Потери мощности и пропуск по прилегающему району сети могут также определяться как результат косвенных измерений по локальным параметрам для узлов подключения генерации на основе известных зависимостей потерь холостого хода от напряжения, нагрузочных потерь от тока в трансформаторах и линиях прилегающего района.

2.2 Методологические основы построения децентрализованной мультиагентной системы регулирования напряжения

В данной работе в состав методологических основ построения децентрализованной мультиагентной системы регулирования напряжения включены понятийное поле (предлагаемая терминология) и принципы построения МАС, вытекающие из ее желаемых свойств и условий реализации.

Для разработки одноуровневой МАС и алгоритмов поведения ее агентов используется и введена следующая терминология [87]:

Агент – интеллектуальный регулятор напряжения, действующий в узле электрической сети в интересах одного из субъектов осуществляемого совместно процесса и подчиняющийся единым для всех агентов системным правилам МАС.

Контролируемый район – прилегающий к агенту район сети с контролируемым по локальным параметрам режимом напряжения.

Область регулирования - прилегающий к агенту район сети с существенными реакциями напряжений на вводимые агентом управляющие воздействия.

Базовый агент – агент, в контролируемом районе которого произошло пороговое повышение/снижение напряжения, инициирующий действия МАС.

Смежный агент – агент, с узлом которого имеется прямая электрическая связь или действия которого имеют существенное влияние на режим контролируемого района базового агента.

Участник – агент, участвующий в процессе регулирования напряжения, инициированного базовым агентом.

Уведомление – сообщение агента смежным агентам о классе состояния своей зоны контроля и характере планируемых действий.

Запрос помощи – сообщение агента смежным агентам, содержащее запрос о помощи.

Разрешение/запрет – сообщение, направляемое агентом в ответ на запрос, содержащее разрешение или запрет действий по запросу, подтверждение или отказ в готовности оказать помощь.

Правило – формализованная причина - следственная связь, входящая в экспертную базу агента.

Системная база правил – общая для всех агентов МАС часть их баз правил, определяющая ее целость.

Специфическая база правил – часть базы правил агента, определяющая его действия по реализации управления на конкретных устройствах регулирования напряжения и реактивной мощности.

Принципы организации децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения вытекают из общих современных требований к электрическим сетям, а именно – открытости для присоединений, технологической доступности (простоты присоединения и вхождения в систему управления), равноправия интересов всех субъектов, надежности (в т.ч. за счет надежности системы управления), экономичности устройства сети и режимов передачи энергии.

Следствием этих требований являются сформулированные в работе принципы организации МАС, действий и взаимодействия ее агентов.

Принципами организации децентрализованной МАС регулирования напряжения в электрической сети являются:

- локальность контроля режима (агент располагает параметрами режима только в контролируемом районе, границы которого определяются возможностями косвенных измерений напряжений отходящих линий электропередачи);
- минимальность обмена информацией между агентами (для передачи данных используются малозатратные, низкоскоростные каналы передачи данных по линиям электропередачи);

- локальность обмена информацией (агенты обмениваются сообщениями только с агентами, непосредственно связанными линиями электропередачи).

- статусное равноправие агентов в составе МАС и единство системных правил для всех ее агентов, что способствует недискриминационному компромиссу по режиму напряжения электрической сети.

Принципами поведения агентов в одноуровневой МАС регулирования напряжения являются:

- Независимость поведения при отсутствии запретов и запросов на взаимопомощь со стороны смежных агентов.

- Право запрета или отмены действий смежных агентов при нарушении ими нормального режима в контролируемой агентом зоне сети.

- Подчинение своих действий запретам и отменам действий со стороны смежных агентов.

- Предпочтительность противоаварийного управления над режимным при нарушениях нормального режима электрической сети.

2.3 Умный контроллер как агент системы мультиагентного регулирования напряжения

2.3.1 Структура контроллера

Техническая реализация интеллектуального агента МАС регулирования напряжения предполагает использование компьютерных алгоритмов косвенных измерений режимных параметров в контролируемой зоне сети, искусственного интеллекта (экспертного модуля) идентификации класса состояния контролируемого района сети и выработки управляющих воздействий агента, модуля согласования действий и информационного обмена со смежными агентами [88].

Обобщенная структура “интеллектуального” контроллера (регулятора) представлена на рисунке 2.3.

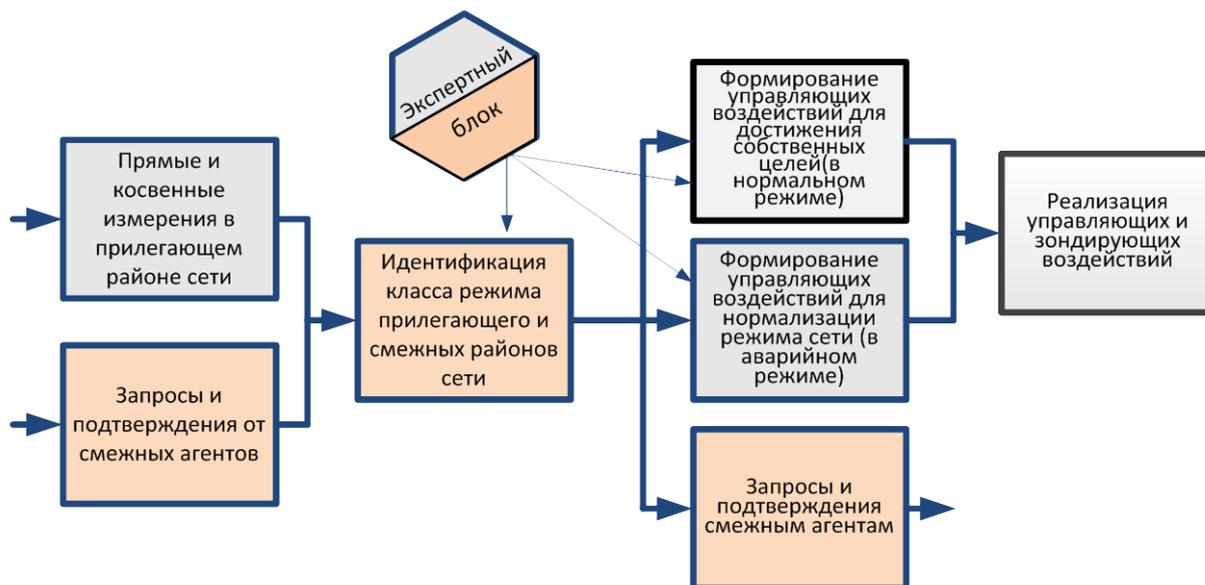


Рисунок 2.3 – Структура “интеллектуального” регулятора напряжения с контролем режима прилегающего района и координацией действий с агентами смежных районов сети по правилам мультиагентного управления

Интеллектуальность контроллера определяется наличием экспертного блока с базами системных и специфических правил. Блок обеспечивает решение следующих задач:

- идентификации класса состояния (режима) контролируемого района сети по данным измерений режимных параметров;
- определения управляющего характера воздействия исходя из заданных целей регулирования напряжения и класса состояния контролируемого района сети;
- корректировки управляющего воздействия при необходимости его координации с действиями смежных агентов;
- определения комплексного управляющего воздействия при многообразии регулирующих средств в контролируемом узле сети.

По своей сути экспертный блок контроллера МАС является частным случаем (одним из приложений) экспертной системы. Основой экспертных систем служит организованный поиск решения, отвечающего всем правилам, содержащимся в базе правил, а не исполнение однозначного алгоритма. Это является основным преимуществом технологии экспертных систем перед традиционным подходом к разработке программ, т.к. модификация базы правил не меняет общего алгоритма работы экспертной системы.

В настоящее время экспертные системы достаточно широко используются для решения различных задач, в том числе и в энергетике [89]. Можно перечислить основные из этих задач:

Интерпретация и идентификация (обработка различных видов информации для оценки состояния объектов).

Прогнозирование развития ситуаций (например, при нарушениях нормального режима электроснабжения).

Диагностика различных устройств и систем (выявление причин неисправностей в различных устройствах и отказов систем).

Планирование различных действий (например, разработка программ и бланков переключений в распределительных устройствах в электрических сетях.)

Проектирование (например, выбор схем распределительных устройств электростанций и объектов электрических сетей).

Мониторинг и контроль процессов (например, контроль атомных реакторов для обнаружения нарушений нормального режима).

Управление сложными объектами (в энергетике такие системы, как правило, применяются в режиме советчика персонала, осуществляющего управление энергообъектами).

Экспертные системы в общем случае подразделяются на *статические* и *динамические*.

Стандартная *статическая экспертная система* состоит из следующих основных компонентов:

- 1) рабочей памяти, называемой также базой данных;
- 2) базы знаний;
- 3) решателя, называемого также интерпретатором;
- 4) компонента приобретения знаний;
- 5) объяснительного компонента;
- б) диалогового компонента.

Рассмотрим каждый компонент более подробно.

Рабочая память необходима для получения исходных и хранения промежуточных данных решаемой в текущий момент задачи.

База данных необходима для хранения долгосрочных данных конкретной предметной области.

Решатель формирует правила, применение которых приводит к решению задачи.

Компонент приобретения знаний предназначен для автоматизации заполнения экспертной системы знаниями.

Объяснительный компонент нужен для объяснения полученного решения задачи.

Диалоговый компонент обеспечивает дружественный интерфейс пользователя, как в ходе решения задачи, так и в процессе приобретения знаний. Структура такой экспертной системы имеет следующий вид (рисунок 2.4):

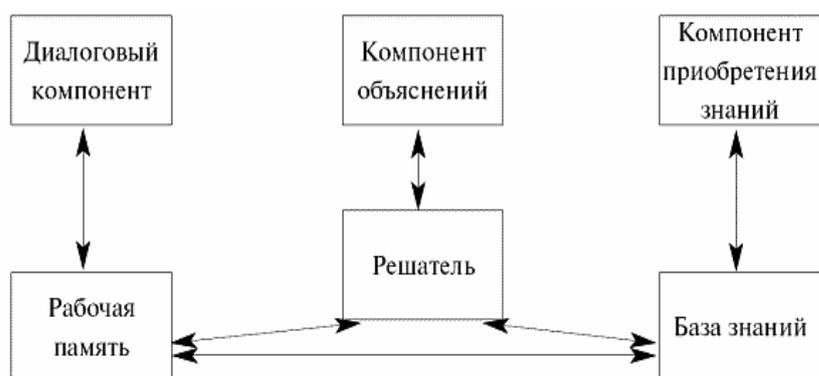


Рисунок 2.4 – Структурная схема типовой экспертной системы

Статические экспертные системы чаще всего используются в технических приложениях, где можно не учитывать изменения окружающей среды, происходящие во время решения задачи. Первые экспертные системы, получившие практическое применение, были именно статическими.

В отличие от статической экспертной системы в структуру динамической экспертной системы дополнительно входят два следующих компонента:

- 1) подсистема моделирования внешнего мира;
- 2) подсистема связей с внешним окружением.

Подсистема связей с внешним окружением поддерживает связь с внешним миром. Делает она это посредством системы специальных датчиков и контроллеров, в т.ч. коммуникационных.

Помимо этого, некоторые традиционные компоненты статической экспертной системы подвергаются существенным изменениям, для того чтобы отобразить временную логику событий, происходящих в окружающей среде.

Это главное различие между статической и динамической экспертными системами.

Примеры динамических экспертных систем представлены в [90-94].

Из представленных общих сведений об экспертных системах можно сделать вывод о принадлежности интеллектуального контроллера МАС к классу динамических экспертных систем. При его проектировании, программировании и наладке работы с ним полностью соответствует структурная схема типовой экспертной системы. Работа же действующего в составе МАС интеллектуального контроллера осуществляется автоматически без участия человека с получением данных (режимных параметров) о контролируемом районе сети и в процессе коммуникации со смежными агентами (интеллектуальными контроллерами МАС).

2.3.2. Блок (подсистема) идентификации класса режима

Для принятия решений агентами по изменению баланса реактивных мощностей в контролируемом районе сети, коэффициентов трансформации необходима единая классификация состояний (режимов) сети по напряжению. Для этого введем дискретную шкалу напряжений (рисунок 2.5), используя, граничные значения, заданные в разных нормативных документах [95-99].

Номинальное напряжение - если $0,99 \leq \frac{U_i}{U_{ном}} \leq 1,01$;

Нормальное повышенное напряжение – если $1,01 < \frac{U_i}{U_{ном}} \leq 1,05$;

Нормальное пониженное напряжение – если $0,95 \leq \frac{U_i}{U_{ном}} < 0,99$;

Допустимо повышенное напряжение – если $1,05 < \frac{U_i}{U_{ном}} \leq 1,1$;

Допустимо пониженное напряжение – если $0,9 \leq \frac{U_i}{U_{ном}} < 0,95$;

Предельно высокое напряжение – если $1,1 < \frac{U_i}{U_{ном}} \leq K_{нб\delta}$;

Предельно низкое напряжение – если $0,7 < \frac{U_i}{U_{ном}} < 0,9$;

Перенапряжение – если $\frac{U_i}{U_{ном}} > K_{нб\delta}$;

Аварийное напряжение – если $\frac{U_i}{U_{ном}} \leq 0,7$;

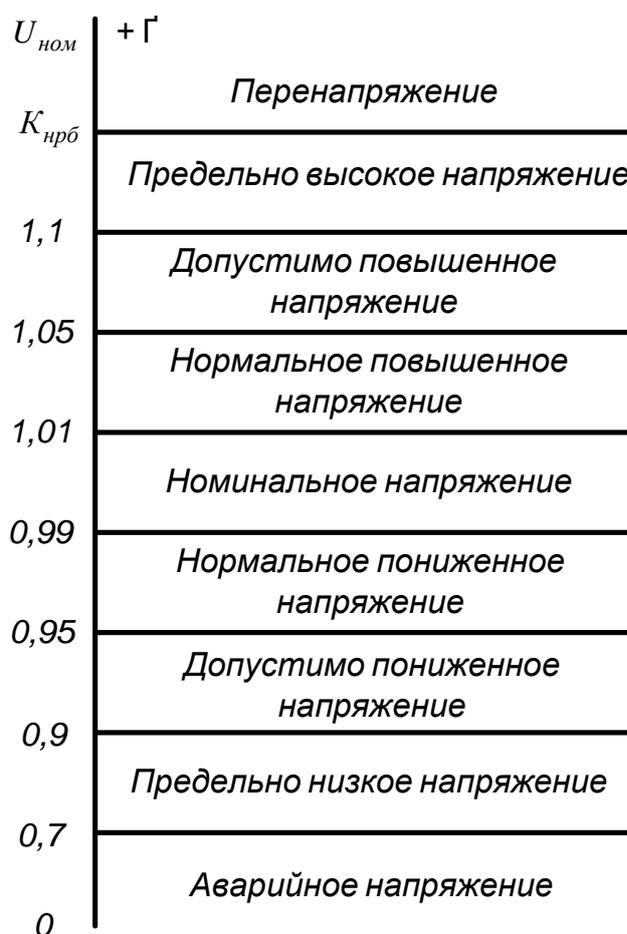


Рисунок 2.5 – Шкала напряжения во взаимосвязи с его качественной оценкой

Шкала напряжений используется для их качественной оценки, а совместно с условиями, определяющими класс состояния (режима) контролируемого района сети, используется для идентификации класса его состояния (рисунок 2.6).

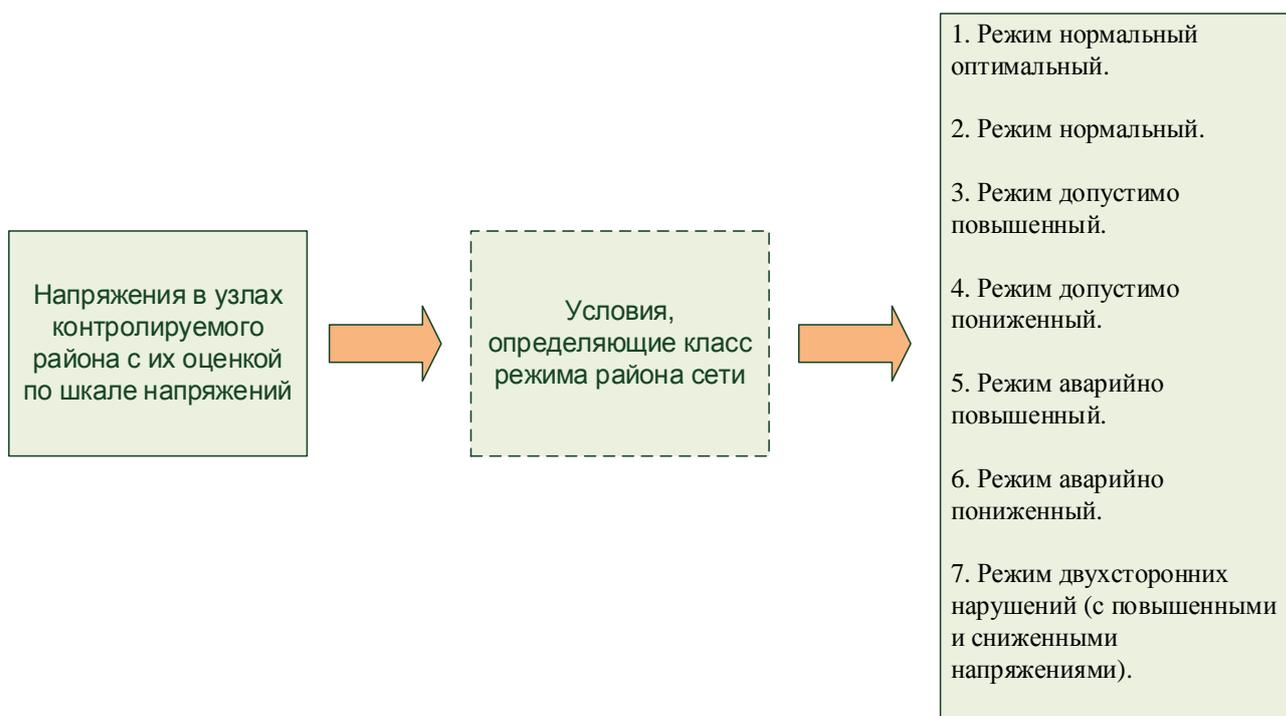


Рисунок 2.6 – Структурная схема подсистемы идентификации класса режима

Сформулируем условия принадлежности режима к указанным на рисунке 2.6 классам состояния:

Режим «нормальный оптимальный», если все узлы контролируемого района имеют «номинальное», или «нормальное повышенное», или «нормальное пониженное» напряжение, а используемый для оптимизации режима критерий имеет экстремальное значение или при оптимизации достигнута граница области нормальных значений (условный экстремум).

Режим «нормальный», если все узлы контролируемого района имеют «номинальное», или «нормальное повышенное», или «нормальное пониженное» напряжение.

Режим «допустимо повышенный», если в районе нет узлов с напряжением ниже границы «нормальное пониженное», выше границы «допустимо повышенное» и есть узлы в границах «допустимо повышенное».

Режим «допустимо пониженный», если в районе нет узлов с напряжением выше границы «нормальное повышенное», ниже границы «допустимо пониженное» и есть узлы в границах «допустимо пониженное».

Режим «аварийно повышенный», если есть узлы с напряжением в границах «предельно высокое напряжение» или «перенапряжение» и нет узлов с напряжением ниже границы «допустимо низкое».

Режим «аварийно пониженный», если сеть узлы с напряжением в границах «предельно низкое напряжение» или «аварийное напряжение» и нет узлов с напряжением выше границы «допустимо повышенное».

Режим «двухсторонних нарушений», если в контролируемом районе одновременно присутствуют узлы с напряжениями, превышающими границу «допустимо повышенное» и ниже «допустимо пониженное» напряжение.

2.3.3. Блок независимого определения управляющего воздействия по режимной ситуации в контролируемом районе сети

Блок независимого определения управляющего воздействия по режимной ситуации в контролируемом районе сети использует правила корректировки уставок регуляторов напряжения в узле электрической сети, предложенные в изобретениях [100-101] и исследованные в работах [102-105].

Правила определяют направление корректировки уставки регулятора напряжения в реальном времени на основе контроля режима прилегающего к узлу района сети (контролируемого по локальным параметрам района сети).

Регулятор воздействуют на регулируемое устройство компенсации реактивной мощности в зависимости от отклонения напряжения в узле регулирования от уставки, корректируемой в зависимости от класса состояния режима напряжения контролируемого района сети, потерь или пропуска мощности, а также их приращений, причем напряжения, потери и пропуск мощности определяются по измерениям режимных параметров узла и примыкающих к нему связей.

По сути, корректирующий уставку блок образует контур вторичного регулирования устройства компенсации реактивной мощности, осуществляющего регулирование для ввода режима контролируемого района

сети в допустимую область и оптимизации режима по потерям или пропуску по сети в режиме допустимых напряжений.

Вторичное регулирование для ввода режима в допустимую область

Область допустимых режимов по напряжению задается условиями 2.1 или 2.2

$$U_{\min i} < U_i < U_{\max i} \quad (2.1)$$

$$U_i \in D \quad (2.2)$$

где $i=1, \dots, n$

n - количество узлов контролируемого района сети;

U_{\min} - минимально допустимое напряжение;

U_{\max} - максимально допустимое напряжение;

D – область допустимых напряжений контролируемого района электрической сети.

Правила корректировки уставки регулятора для ввода режима в допустимую область:

Если режим «допустимо повышенный» или «аварийно повышенный», уставку регулирования компенсирующего устройства уменьшают (рисунок 2.7 а).

Если режим «допустимо пониженный» или «аварийно пониженный», уставку регулирования компенсирующего устройства увеличивают (рисунок 2.7 б).

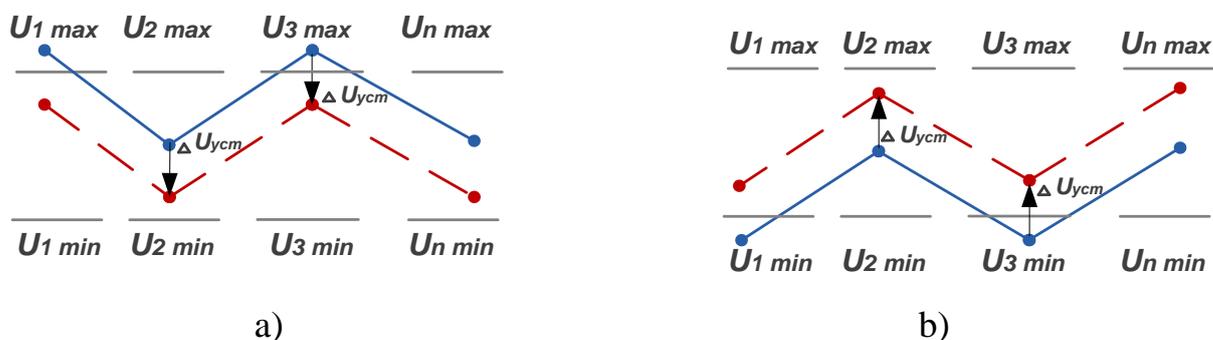


Рисунок 2.7 - Ситуационные корректировки уставки регулирования напряжения по вводу режима в допустимую область

Вторичное регулирование для оптимизации режима по потерям или пропуску по сети в режиме допустимых напряжений

При допустимых напряжениях в узлах уставка корректируется в интересах сетевой компании для снижения потерь мощности в контролируемом районе сети (2.3) или увеличения пропуски мощности по сети (2.4). При этом изменение пропуски в зависимости от напряжения в сети является следствием изменения электропотребления в узлах сети при изменении питающего напряжения (в соответствии со статическими характеристиками нагрузки по напряжению).

$$\Delta P(U) \rightarrow \min \quad (2.3)$$

$$P_{\text{проп}} = \sum_j^k P_j \quad (2.4)$$

Нагрузочные потери определяются, как результат косвенных измерений по локальным параметрам на основе известной квадратичной зависимости

$$\Delta P = \sum_i^n I_i^2 R_i \quad (2.5)$$

где $i=1, \dots, n$

n - количество ветвей контролируемого района,

$j=1, \dots, k$

j - количество ветвей с входящим в район потоком мощности.

Корректировка уставки осуществляется по реакции физического процесса (режима сети) на зондирующее (пробное) изменение уставки для определения направления корректировки и его необходимости.

Правила корректировки уставки для оптимизации потерь или пропуски по сети:

Если режим «нормальный», то осуществляют пробное изменение уставки в любом направлении и определяют изменение потерь или пропуски мощности в прилегающем районе сети (рисунок 2.8 а, б).

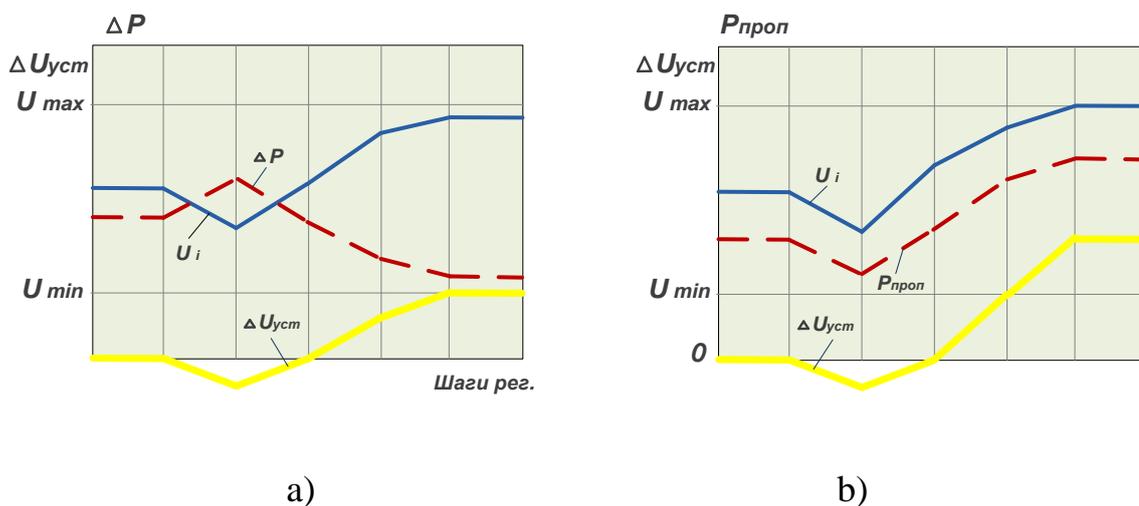


Рисунок 2.8 - Ситуационные корректировки уставки регулирования напряжения внутри в допустимой области по оптимизации потерь и увеличение пропускания мощности

Если при этом происходит снижение потерь или увеличение пропускания мощности в прилегающем районе сети, то продолжают изменять уставку в принятом направлении до достижения нулевого приращения потерь или пропускания мощности, или выхода на границы максимально или минимально допустимых напряжений в контролируемых узлах прилегающего района сети.

Если же, при пробном изменении уставки произошло увеличение потерь или снижение пропускания мощности в прилегающем районе сети, то меняют направление изменения уставки и продолжают изменять уставку в новом направлении до достижения нулевого приращения потерь или пропускания мощности или выхода на границы максимально или минимально допустимых напряжений в контролируемых узлах прилегающего района сети.

2.3.4. Блок определения комплексного управляющего воздействия в узле при многообразии средств регулирования напряжения и схемно-режимных состояний прилегающего района

Представленные выше правила определяют работу контроллера как элемента системы режимного управления, однако, помимо режимного управления в электрической сети должно осуществляться и противоаварийное управление, управление по восстановлению условий работы системы режимного управления (третичное регулирование). Этим определяется необходимость блока определения комплексного управляющего воздействия в узле при многообразии средств регулирования напряжения и схемно-режимных состояний прилегающего района.

Правила для данного блока могут быть получены на основе общих правил использования средств регулирования напряжения и правил предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима энергосистеме [106].

Согласно [106] при недопустимом снижении напряжения необходимо:

- отключать шунтирующие реакторы;
- включать батареи статических конденсаторов;
- изменять коэффициенты трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- разгружать линии электропередачи;
- увеличивать загрузку СК и генераторов по реактивной мощности вплоть до уровня предельных аварийных перегрузок. При этом выполняются условия, предотвращающие возможное отключение генераторов и синхронных компенсаторов защитой от перегрузки по току ротора, в частности принимаются меры по их разгрузке до истечения допустимых сроков перегрузки, не допуская снижения напряжения.

При недопустимом повышении напряжения необходимо:

- отключать батареи статических конденсаторов;
- включать шунтирующие реакторы, находящиеся в резерве;

- снижать загрузку по реактивной мощности генераторов электростанций и СК, работающих в режиме ее выдачи, переводить их в режим потребления (или увеличения потребления) реактивной мощности;

- изменять коэффициенты трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;

- выводить в резерв линии электропередачи в районе повышенного напряжения (только выключателями), дающих наибольший эффект снижения напряжения, определяемый по стоку реактивной мощности с контролем напряжения и потоков мощности по внутренним и внешним связям.

В нормальном режиме принята следующая приоритетность привлечения средств регулирования напряжения к текущему управлению:

- загрузка/разгрузка СК, генераторов или СТК по реактивной мощности;

- использование устройств компенсации реактивной мощности (БСК, ШР);

- использование РПН трансформаторов с учетом ограничений на количество циклов переключений;

В утяжеленном режиме снимается ограничение на количество циклов переключений для трансформаторов с РПН, но в действие РПН вводится только при исчерпании ресурсов источников реактивной мощности или спустя определенный промежуток времени.

В предельных режимах, т.е. близких к границе допустимости режимных параметров, и аварийных (послеаварийных) режимах принята следующая приоритетность:

- использование устройств компенсации реактивной мощности (БСК, ШР);

- загрузка/разгрузка СК, генераторов или СТК по реактивной мощности;

- использование РПН трансформаторов без учета ограничений на количество циклов переключений;

- включение/отключение параллельных связей.

Сформулируем системные правила для определения комплексного управляющего воздействия в разных схемно-режимных ситуациях контролируемого района сети:

Если режим нормальный, то осуществляют режимное управление.

Если возможности режимного управления исчерпаны, то, в зависимости от характера исчерпания (на повышение или понижение напряжения), последовательно воздействуют на устройства или применяют меры более низкого приоритета, восстанавливающие рабочие возможности режимного управления.

Если режим аварийный (послеаварийный), то последовательно воздействуют на устройства, или применяют меры в соответствии с приоритетами противоаварийного управления.

Если режим аварийный (послеаварийный), и исчерпан арсенал применения средств и мер по его нормализации, то последовательно отключают электроприемники потребителей от наименее ответственных к наиболее ответственным, а на одном уровне ответственности с приоритетом электроприемников с наиболее низким $\cos(\varphi)$.

2.3.5. Блок корректировки независимого управляющего воздействия по режимным условиям смежных областей

Координация взаимодействия смежных агентов необходима для согласованности их действий при нормализации и оптимизации режима напряжения электрической сети. В одноуровневой МАС с ограниченной пропускной способностью каналов передачи данных (при использовании ВЧ каналов по линиям электропередачи) координация действий агентов технически возможна только при обмене лаконичными сообщениями между смежными агентами.

В работе предлагается решение задачи координации с помощью специального экспертного блока, правила действия которого определены на

основе понимания автора существа данной задачи, а также формализации опыта диспетчерского и дежурного персонала ЭЭС.

Координация действий в МАС регулирования напряжения осуществляется только между агентами, действия которых оказывают существенное взаимное влияние на режим напряжения каждого из агентов. Степень влияния оценивается априорно по отношению к управлению в режиме реального времени, т.е. при предварительном анализе условий работы МАС в конкретной электрической сети.

Координация осуществляется путем обмена сообщениями с уведомлениями, запросами, разрешениями и запретами.

Правила координации:

Агент, планирующий выполнить действие, *уведомляет* о его цели и характере смежных агентов.

При отсутствии собственной возможности нормализации режима напряжений в своем районе Агент *запрашивает* помощь смежных агентов.

Агент, получивший уведомление о планируемом действии смежного агента, запрещает его, если у него нет возможностей компенсации негативных последствий в контролируемом районе от действий смежного агента.

Агент выполняет действия после получения от смежных агентов *разрешений* на их осуществление и действует до достижения цели или получения *запрета* на их продолжение от смежных агентов.

Агент *уведомляет* смежных агентов о завершении своих действий.

Смысловое содержание сообщений между смежными Агентами:

Для координации взаимодействия Агенты используют следующие сообщения, передаваемые определенным кодом:

1. «Режим нормальный, бездействую, готов помогать».
2. «Режим допустимо повышенный, снижаю напряжение, запрещаю повышение напряжения смежными агентами».

Если собственной возможности снизить напряжение нет, то «Прошу помочь снизить напряжение».

3. Если режим допустимо пониженный, то «Повышаю напряжение, запрещаю снижение напряжения смежным агентам».

Если запас регулирования исчерпан, то «Прошу помочь повысить напряжение».

4. «Режим аварийно повышенный, снижаю аварийное напряжение, запрещаю повышение напряжения смежным агентам».

Если собственной возможности снизить напряжение нет, то «Прошу экстренно снизить напряжение».

5. «Режим аварийно пониженный, повышаю напряжение, запрещаю снижать напряжение смежными агентами».

Если исчерпан запас регулирования, то «Прошу экстренно повысить напряжение».

Выводы

Для обеспечения адаптивности при регулировании напряжения с контролем режима прилегающего района и координации взаимодействия смежных агентов, в структуре регулятора необходимы экспертные блоки:

- идентификации класса режима;
- определения независимых управляющих (по условиям режима напряжения контролируемого района сети) воздействий для осуществления режимного управления;
- координации независимых управляющих воздействий с учетом режимных ситуаций контролируемых смежными агентами районов сети;
- определения управляющих воздействий при множественности средств регулирования напряжения в узле сети, необходимости осуществления противоаварийного управления и третичного регулирования по восстановлению возможностей режимного регулирования напряжения.

База правил для экспертных блоков может быть сформирована на основе общих представлений о регулировании режима электрических сетей и энергосистем, опыте моделирования и исследования систем мультиагентного регулирования.

В соответствии с предложенной концепцией децентрализованного регулирования напряжения в электрической сети в основу мультиагентного регулирования должны быть положены контроль режима прилегающего района сети и общие (единые) базы правил, обеспечивающие как принятие решений каждым из регуляторов, так и их координацию.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С МУЛЬТИАГЕНТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

3.1 Математическая модель установившегося режима электрических сетей с мультиагентным регулированием напряжения

При моделировании установившихся режимов ЭЭС наибольшее распространение получили уравнения балансов мощности в узлах сети, построенные на основании первого закона Кирхгофа, называемые уравнениями узловых напряжений. В полярной системе координат представления напряжений узлов сети эти уравнения выглядят следующим образом [107-108]:

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 y_{ii} \sin a_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i U_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - a_{ij}) \\ Q_i = U_i^2 y_{ii} \cos a_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i U_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - a_{ij}) \end{cases}, \quad (3.1)$$

где P, Q – активная и реактивная мощности в узле сети;

U – модуль напряжения в узле сети;

y_{ii} – модуль узловой проводимости (суммарной проводимости всех ветвей, присоединенных к узлу);

y_{ij} – модуль взаимной проводимости между узлами i и j ;

a_{ii} – дополнительный угол узловой проводимости (суммарной проводимости всех ветвей, присоединенных к узлу).

В матричном виде уравнение (3.1) можно представить в виде (3.2)

$$\underline{I} = \underline{Y} \underline{U} \quad (3.2)$$

где \underline{I} – матрица токов ветвей;

\underline{U} – матрица напряжений в узлах (узловые напряжения);

\underline{Y} – матрица узловых проводимостей электрической сети.

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{pmatrix} y_{11}e^{-j(90^\circ - a_{11})} & \dots & -y_{1n}e^{-j(90^\circ - a_{1n})} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{m1}e^{-j(90^\circ - a_{m1})} & \dots & y_{mn}e^{-j(90^\circ - a_{mn})} \end{pmatrix} \quad (3.3)$$

В каждом узле сети имеется 4 переменных, две из которых являются независимыми (задаются числовыми значениями или функциональными связями с напряжением) и две зависимые (определяются при решении системы уравнений).

При моделировании установившихся режимов электрических сетей традиционных энергосистем, как правило, используются следующие способы моделирования узлов электрических сетей путем задания независимых параметров:

- Закрепление модуля и фазы напряжения для балансирующего узла.
- Закрепление активной и реактивной мощностей для узлов с независимым от напряжения потреблением энергии.
- Задание функциональной связи зависимости активной и реактивной мощностей для узлов с зависимым от напряжения потреблением энергии (задание статических характеристик нагрузки узла по напряжению, как правило в полиномиальном виде).
- Задание узлов нагрузки линейными шунтами, что является частным случаем задания статической характеристикой.
- Задание постоянными активной мощностью и модулем напряжения для генераторных узлов в регулируемом возбуждении (с АРВ). При этом закрепленное по модулю напряжение генераторного узла соответствует уставки по напряжению регулятора возбуждения.

Во всех указанных случаях сохраняется функциональность связи всех переменных, что позволяет использовать эффективные итерационные методы решения нелинейных алгебраических уравнений, в частности, наибольшее распространение получил метод Ньютона, использующий линеаризацию уравнений на каждом шаге итерационного процесса [109-110].

Особенностью режимов электрических сетей с МАС регулирования является адаптивность регуляторов напряжения или реактивной мощности к режиму контролируемого района сети и области регулирования, причем эта адаптивность выражается не функциональной связью, а сложной логической, представленной правилами экспертного и координирующего блоков. Представим эту связь (связь коррекций уставок регуляторов напряжения или реактивной мощности с параметрами сети) следующим образом:

$$\Delta U_i = k \times (R(M(U^i) + G(M(U^j))) \times B(M(U^j)) \quad (3.4)$$

где ΔU_i – корректировка уставки по напряжению i -го регулятора;

k – коэффициент усиления в контуре корректировки уставки;

$M(U^i)$ – полное множество узлов контролируемого района сети i -го регулятора;

R – логический оператор (система правил), формирующий независимый указатель корректировки (1 – увеличение, 0 – неизменность, -1 – снижение);

$M(U^j)$ – полное множество узлов района сети, входящих в районы регулирования смежных агентов агента i -го регулятора;

G – логический оператор (система правил), формирующий запрос на помощь в регулировании напряжения от смежных агентов (1 – увеличение, 0 – неизменность, -1 – снижение);

B – логический оператор (система правил), формирующий запреты на заявляемые действия i -го агента от смежных агентов (0 – запрет, 1 – разрешение).

Следует отметить, что:

- в результате расчета режима электрической сети с МА регулированием напряжения (т.е. в установившемся режиме) все ΔU_i агентов, у которых не исчерпан рабочий диапазон регулирования, имеют значение 0 либо за счет удовлетворения всем правилам корректировки уставки, либо за счет блокировки действий смежными агентами;

- невозможность замены логических операторов функциональными зависимостями не позволяет свести модель установившегося режима электрической сети с МА регулированием напряжения к системе уравнений и применить к ней традиционные методы решения.

3.2 Модель процесса регулирования

Вначале рассмотрим однородный процесс мультиагентного регулирования напряжения, который соответствует процессу в электрической сети с распределенной малой генерацией и управляемыми средствами компенсации реактивной мощности, т.е. с устройствами однородной динамики и приоритетности их применения.

Очевидно, что возможно применение двух способов системной организации процесса регулирования:

Первый заключается в осуществлении параллельной (одновременной) работы всех агентов МАС по корректировке уставок регулирования напряжения или реактивной мощности.

Второй заключается в осуществлении последовательной работы агентов МАС.

Первый способ обеспечивает более высокое быстродействие системы, однако, его применение теоретически ограничено электрическими сетями или их районами с агентами, области регулирования которых не пересекаются. Иначе говоря, не требуется координации действий смежных агентов. Применение данного способа в сетях, требующих координации, не будет корректным, т.к. при одновременном вводе коррекций уставок регуляторов невозможно оценить их индивидуальные последствия и применить правила согласования действий.

С точки зрения итерационного вычислительного процесса при наличии пересекающихся областей можно говорить о том, что траектория движения к

точке решения может содержать недопустимые состояния (с нарушенными ограничениями).

Второй способ является корректным во всех случаях, но обладает меньшим быстродействием. По своей сути он является методом покоординатного спуска (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 - Метод покоординатного спуска к решению

Данный метод предполагает на первом шаге изменение только одного аргумента (одной уставки регулятора одного агента). При этом остальные уставки не изменяются. По этой первой координате осуществляется одномерный поиск, пока не будут исчерпаны возможности регулирования или достижения его целей. Далее эта координата замораживается, и спуск идет по следующей координате. После исчерпаний возможностей изменения второй координаты она также «замораживается», и спуск идет по третьей координате и так далее. После того, как все координаты будут перебраны, производится возврат к первой координате и повторение спуска по ней, потом – по второй координате и так далее. Процесс повторяется до тех пор, пока не будет найдено решение, т.е. установившийся режим с соблюдением всех экспертных правил. Преимуществом данного метода является его алгоритмическая простота.

В реальных условиях и при моделировании нужно говорить об одновременном применении первого и второго способов. Первый применяется для агентов, не требующих координации своих действий с действиями смежных агентов, а второй к остальным.

Следует отметить, что и работа агентов МАС регулирования напряжения может строиться по своей временной организации аналогично представленным способам, поэтому итерационный процесс решения системы алгебраических и логических уравнений (3.1-3.3) будет представлять собой и процесс реального регулирования с его искажением по времени, т.к. динамические параметры регуляторов и контуров коррекции не учитываются.

3.3 Обзор и анализ существующих ПВК расчёта режимов ЭЭС

Расчёт и анализ электрических режимов работы современных реальных электрических сетей (ЭС) с огромным количеством узлов нагрузки и линий электропередачи (ЛЭП) представляет собой весьма трудоёмкую многокритериальную задачу большой размерности.

Электрические расчёты выполняются для определения электрических параметров сети во всех возможных режимах работы: аварийных, нормальных, утяжелённых, послеаварийных и т.д. Выполнение полного комплекса расчётов режимов позволяет правильно выполнить выбор измерительных комплексов, выбор силового электрооборудования, настройку уставок устройств РЗА и ПА, оптимизировать потери электрической энергии в сети, определить необходимые резервы мощности на электрических станциях, и т.п.

В настоящее время для моделирования и расчета установившихся, электромеханических и переходных режимов ЭЭС применяется множество зарубежных и отечественных программ [111].

Сравнение функциональности ПВК, предназначенных для электрических расчётов показано в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сравнение программно-вычислительных комплексов

Наименование ПВК	Решаемые задачи:				
	Расчет режима	Оптимиза- ция режима	Рас- чет ТКЗ	Анализ статической устойчивости	Анализ динамической устойчивости
SDO - 6	+	+	-	+	-
КОСМОС	+	+	-	+	-
ДАКАР	+	+	+	+	+
РТП – 3 (для разомкнутой сети)	+	-	+	-	-
EUROSTAG	+	-	-	+	+
АНАРЭС	+	+	+	+	+
DIgSILENT PowerFactory	+	+	+	+	+
ENERGY CS	+	-	+	+	-
RastrWin	+	+	+	+	-
PSS/E	+	+	+	+	+
КАСКАД - РЕТРЕН	+	-	+	+	+

В России для расчётов установившихся режимов и проведения оптимизационных расчётов используются ПВК MUSTANG, АНАРЭС, EUROSTAG, RastrWin, SDO-6. Для расчётов несимметричных режимов и токов короткого замыкания был разработан ПВК ТКЗ-3000. Для расчёта динамической устойчивости и электромеханических переходных процессов разработан ПВК Дакар (Украина).

Однако, следует отметить, что существующие ПВК не позволяют моделировать режимы электрических сетей с разрабатываемой в данной работе МАС регулирования напряжения в электрических сетях, т.к. нет возможностей учета системных корректировок уставок регуляторов средств регулирования напряжения по параметрам контролируемых районов сети, экспертным правилам корректировки уставок и согласования действий агентов. Поэтому в работе разработана специализированная моделирующая программа на базе программно-вычислительного комплекса RastrWin 3.

Выбор программно-вычислительного комплекса RastrWin 3 в качестве платформы для создания средства моделирования MAP сделан, т.к. в нем реализовано большое количество встроенных модулей для моделирования различных объектов и процессов в электроэнергетических системах, присутствует возможность создания пользовательских программных модулей, графическое отображение всех расчетных параметров, совместимость файлов с другими отечественными программами, а также возможность создания макросов [112].

Производителем программного комплекса RastrWin является РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации установившихся режимов электрических сетей и систем.

RastrWin используется более чем в 150 компаниях на территории России, Беларуси, Казахстана, Монголии, Молдовы, Сербии, и Киргизии. В России основными пользователями являются Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, проектные и научно-исследовательские институты (ВНИИЭ, Энергосетьпроект, НИИПТ и т.д.), а также во всех филиалах ОАО «ДРСК».

Пользовательский интерфейс программы разработан с учетом многолетнего опыта работы большого коллектива технологов

профессионалов, постоянно занимающихся расчетами и анализом электрических режимов [113].

Некоторые встроенные расчетные модули комплекса RastrWin:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети).
- Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость.
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.
- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ).
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.
- Моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм.

Система отображения однолинейной графической схемы позволяет «с нуля» создать схему, нанести нужные параметры и управлять расчетной моделью, непосредственно выбирая те или иные элементы. Предусмотрена градиентная подсветка значений параметров, многостраничная печать и экспорт графики в форматы DXF и WMF. Схема мгновенно отображает значения параметров после расчета [114].

3.4 Программа моделирования режимов электрических сетей с мультиагентным регулированием напряжения

3.4.1 Назначение, особенности и общая характеристика программы

Моделирование МАС, использующих разные цели управления, контроль режима прилегающих районов с коррекцией уставок регуляторов, экспертные блоки в подсистемах принятия решений, в настоящее время не реализованы в промышленных программах. Поэтому была разработана экспериментальная программа расчета режимов с интеллектуальными локальными регуляторами путем создания внешних процедур для обычных программ расчета режимов. Программа написана на языке программирования VBScript в программной среде ПВК RastrWin. Встроенный макроязык на основе Visual Basic Script позволил автоматизировать часто встречающиеся группы операций. Макросы использованы для моделирования поведения агентов согласно представленного выше описания.

3.4.2 Итерационный процесс расчета, как “процесс” мультиагентного регулирования напряжения

Модель (алгоритм) поведения каждого агента МАС представляет собой следующую процедуру:

1. Идентификация класса состояния своего контролируемого района.
2. Проверка наличия и анализ сообщений смежных агентов.
3. Определение необходимых действий:

В нормальном режиме

- разрешает действия смежным агентам;
- по запросам смежных агентов оказывает помощь в нормализации напряжений в смежных районах сети;

- при отсутствии запросов на помощь в нормализации напряжений в смежных зонах сети, с уведомлением и при разрешении смежных агентов, осуществляет оптимизацию режима напряжений в своем контролируемом районе.

В режиме допустимых отклонений

- запрещает смежным агентам заявляемые действия, ухудшающие режим напряжения в контролируемом районе сети;
- разрешает смежным агентам заявляемые действия, улучшающие режим напряжения в контролируемом районе сети;
- определяет, согласовывает со смежными агентами и, при получении разрешений, осуществляет собственные действия по нормализации режима напряжения в контролируемом районе сети.

В режиме аварийных отклонений

- запрещает смежным агентам заявляемые действия, ухудшающие режим напряжения в контролируемом районе сети;
- запрашивает помощь смежных агентов в нормализации напряжений в контролируемом районе сети;
- определяет и осуществляет собственные действия по нормализации режима напряжения в контролируемом районе сети.

В режиме двухсторонних нарушений

- запрещает смежным агентам заявляемые действия, ухудшающие режим напряжения в контролируемом районе сети;
- запрашивает помощь смежных агентов в нормализации напряжений в контролируемом районе сети.

Разработанная программа находит установившийся компромиссный режим напряжения в сети при корректировках уставок локальных регуляторов по заложенным правилам децентрализованного регулирования путем последовательного выполнений нескольких процедур.

Процедура 1 (определение контролируемого агентом района сети).

Каждый агент контролирует напряжения в узлах своего района (всех шин своей ПС и напряжения шин смежных узлов (по удаленным концам отходящих линий)).

Район сети определяется путем анализа топологии сети для выявления всех узлов, связанных линиями электропередачи с шинами подстанции с агентом. Таким образом, для каждого агента (i) определяется множество узлов контролируемого напряжения (A_i).

Процедура 2 (определение смежных агентов и пересекающихся областей контроля).

Каждая пара множеств A_i, A_j проверяется на наличие общих узлов. При выявлении общих узлов агенты маркируются как смежные.

Процедура 3 (определение областей с существенным взаимным влиянием действий агентов на режим напряжений контролируемых районов).

Для выявления существенности взаимного влияния в каждой из зон контроля поочередно вводится зондирующее управляющее воздействие, фиксируются изменения напряжения в остальных зонах и проверяется их значимость по отношению к изменениям в базовой зоне путем сравнения с задаваемым порогом чувствительности

$$K_q = \Delta U_2 / U_1, \quad (3.5)$$

где K_q – коэффициент чувствительности.

В результате последовательного применения процедур 2, 3 находятся пары агентов, имеющих как топологическую смежность, так и значимость взаимного влияния на режим напряжений.

Процедура 4 (идентификация агентом класса состояний по напряжению в своей зоне контроля).

Идентификация одного из 7-ми приведенных выше классов производится при каждом расчете установившегося режима.

Процедура 5 (корректировка агентами уставок регуляторов по напряжению для ввода режима в допустимую область).

Корректировки определяются для зон контроля с соответствующими классами напряжений по приведенным выше правилам с учетом запретов и запросов на помощь.

Процедура 6 (минимизация потерь в контролируемой зоне).

Корректировки вводятся пошагово для классов состояния с допустимым напряжением методом зондирующего определения направления изменения уставки с учетом запретов на действия со стороны смежных агентов. Корректировка уставки регулятора в активном узле в соответствии с целью регулирования определяется по следующему алгоритму с помощью метода координатного спуска (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Поиск оптимального значения методом координатного спуска

Процедура координатного спуска:

1. Расчет исходного режима
2. Расчет исходного значения показателя для одного из критериев регулирования (показатель ДО), например $\Delta P(U)$
3. Осуществление управляющего воздействия (УВ) – увеличение или снижение уставки по напряжению в активном узле на величину «х» (шаг регулирования).
4. Расчет режима.
5. Расчет значения показателя для критерия регулирования после УВ (показатель ПОСЛЕ).
6. Сравнение показателя ДО и показателя ПОСЛЕ. Если после УВ показатель приблизился к оптимуму, то шаг и направление УВ сохраняются.

Если же показатель отделился от оптимума, то шаг уменьшается в два раза и его направление меняется на противоположное.

7. Проверка технологических и расчетных ограничений.
8. Повторение цикла с возвратом к п. 2.

Воздействие на уставку напряжения в активном узле продолжается до тех пор, пока показатель регулирования не достигнет оптимального значения или пока не будут достигнуты технологические или расчетные ограничения.

При моделировании режимов электрических сетей с несколькими активными узлами, все вышеописанные процедуры выполняются для каждого активного узла по очереди.

Однократное выполнение регулирования напряжения во всех активных узлах считается одним циклом регулирования. Максимальное количество циклов регулирования задается в начале расчета, исходя из необходимой точности расчета. Стандартное количество циклов – 30. В ходе многократных расчетов установлено, что тридцати циклов регулирования, как правило, достаточно для появления в схеме некоторого установившегося режима, параметры которого при последующих циклах значительно не изменяются.

Результатом расчета является режим электрической сети с набором уставок по напряжению в узлах включения распределенной генерации.

3.4.3 Дополнительные расчетные ограничения для стабилизации процесса

Проведенные исследования сходимости расчета (устойчивости процесса регулирования) позволили обосновать полезность учета ряда дополнительных ограничений. Так, после каждого изменения уставки по напряжению в активном узле проверяется соблюдение следующих ограничений:

1. Ограничение по динамике количества узлов с недопустимыми параметрами.

Количество узлов с недопустимыми параметрами после УВ не должно превышать их количество до УВ. Т.е. МАР не должно увеличивать тяжесть режима.

2. Ограничение по минимальному приросту показателя при оценке достижения цели.

Разница по модулю между контролируемым показателем (среднеквадратическое отклонение (СКО) или потерь активной мощности (ΔP)) до УВ и после УВ не должна быть меньше значения, определенного исходя из требуемой точности расчета. Рекомендованное значение минимальной разницы параметра – 0,00001. Большая точность расчета является избыточной.

3. Ограничение по минимальному размеру шага.

Шаг УВ (величина на которую изменяется уставка) не должен быть меньше значения, определенного исходя из требуемой точности расчета. Рекомендованное значение минимального шага УВ – 0,0001. Большая точность расчета является избыточной.

После срабатывания любого из описанных выше ограничений итерационный процесс либо завершается, либо происходит «откат» последнего УВ.

3.4.4 Протоколирование и визуализация процесса и результатов

Для удобства контроля и анализа процесса расчета все исходные данные, промежуточные расчетные параметры и результаты расчета заносятся в протокол. Ниже, в качестве примера, представлен фрагмент протокола расчета режима Жамбылской распределительной электрической сети (Казахстан) МАС регулирования напряжения.

Сначала в протокол заносятся все активные узлы. Далее для каждого активного узла отображаются все узлы, входящие в контролируемый им район сети и соответствующие этим узлам исходные значения напряжения и отклонения напряжения.

-----Начало расчета-----

I. Количество активных узлов: 3

1) Активный (агент) узел: Номер узла = 1 - Каракыстак ГЭС
 Зона контроля РН активного агента для = 1 - Каракыстак ГЭС
 Ниже приведены узлы для данного (агента) района регулирования

i=1
 y=2
 y=3
 y=11

2) Активный (агент) узел: Номер узла = 20 - Меркенская ГЭС
 Зона контроля РН активного агента для = 20 - Меркенская ГЭС
 Ниже приведены узлы для данного (агента) района регулирования

i=20
 y=15
 y=19

3) Активный (агент) узел: Номер узла = 23 - Восточная ГЭС
 Зона контроля РН активного агента для = 23 - Восточная ГЭС
 Ниже приведены узлы для данного (агента) района регулирования

i=23
 y=11
 y=24

Определяются агенты, имеющие смежные узлы и значимое взаимное влияние. Значимость взаимного влияния определяется с помощью коэффициентом чувствительности. На основании данных о напряжении в узлах контролируемого района сети производится идентификация класса состояний режима напряжения для каждого района.

II. Выявление смежностей связанных агентов

Агент 1 хорошо влияет на агента 2
 Коэф.чувствительности=0,517763213740312
 Агент 1 сильно влияет на агента 3
 Коэф.чувствительности=0,72119450973775
 Агент 2 хорошо влияет на агента 1
 Коэф.чувствительности=0,622435036256149
 Агент 2 сильно влияет на агента 3
 Коэф.чувствительности=0,786435036256149
 Агент 3 сильно влияет на агента 1
 Коэф.чувствительности=0,812435036256149
 Агент 3 хорошо влияет на агента 2
 Коэф.чувствительности=0,666435036256149

III. Идентификация класса состояний каждым агентом для своего района регулирования

Агент 1 находится в аварийно пониженном режиме
 Агент 2 находится в нормальном режиме
 Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

В ходе выполнения расчета компромиссного установившегося режима для каждого активного узла по очереди в протокол заносятся расчетные данные по каждой итерации: расчетное значение показателя до УВ, исходное значение уставки по напряжению, уставка по напряжению после УВ и значение показателя после УВ. После завершения итерационного процесса в протоколе указывается причина его остановки.

IV. Действия агентов по заданным критериям с учетом запретов

Номер итерации: 1

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в аварийно пониженном режиме
 Изменение генерации Qg=1,1; Qg=1,2; Qg=1,3; Qg=1,4; Qg=1,5;
 Изменение генерации Qg=1,6; Qg=1,7; Qg=1,8; Qg=1,9; Qg=2;
 Изменение генерации Qg=2,1; Qg=2,2; Qg=2,3; Qg=2,4;

 Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации Qg=2,5

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 1 повысить напряжение -----

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации Qg=6,45

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации Qg=2,05

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 2

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации Qg=2,55

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации Qg=6,4

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации Qg=6,35

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации Qg=2,1

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Каждый активный агент, зная состояние режима в зоне своего контроля и цель, корректирует уставку регулятора напряжения, разрешает или запрещает действия смежных агентов, к тому же информирует их о своих действиях и, при необходимости, обращается за помощью. При этом на каждом шаге итерационного процесса производится расчет установившегося

режима электрической сети. Процесс продолжается до тех пор, пока не прекратится активность всех агентов. Его результатом является компромиссный режим электрической сети, а после оптимизация потери активной мощности.

Номер итерации: 19

```

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====
===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====
    Агент 2 находится в нормальном режиме
    Изменение генерации Qg=4,85000000000001
    ----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----
-----
===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====
    Результаты идентификации класса состояния для каждого агента после действия регуляторов
    Агент 1 находится в нормальном режиме
    Агент 2 находится в нормальном режиме
    Агент 3 находится в нормальном режиме
    Потерь активной мощности для агента 1: 0,3110001372356448 (МВт)
    Потерь активной мощности для агента 2: 0,204823543404843 (МВт)
    Потерь активной мощности для агента 3: 0,177554620241672 (МВт)
=====
-----Конец расчета-----

```

После завершения всех циклов регулирования аналогично исходным данным в протокол заносятся параметры результирующего оптимального режима.

3.5 Исследование агентного регулирования напряжения в локальной зоне сети (Новосибирской ГЭС)

Ниже приведены примеры моделирования и исследования эффективности регулирования напряжения в реальных схемах и условиях.

Первый пример представляет собой объект с агентным регулированием, т.е. регулирование осуществляется одним агентом в условиях общего централизованного регулирования напряжения путем назначения уставок в контрольных пунктах сети системным оператором. Пример возник в результате предоставления СО ЕЭС права самостоятельного определения уставки регуляторов возбуждения в согласованном с системным оператором диапазоне. Общая характеристика объекта моделирования и исследования:

Новосибирская ГЭС расположена на реке Обь в районе города Новосибирска. По конструкции она представляет низконапорную русловую гидроэлектростанцию, имеет 7 гидроагрегатов с суммарной установленной мощностью 465 МВт. Годовая выработка электроэнергии -1687 млн кВт·ч.

Генерирующее оборудование:

- 1) Турбины
 - Тип турбин: поворотно-лопастные;
 - Количество и марка турбин: 2 × ПЛ 30-В-800 (Мощность 72 МВт, расход 470 м³/с), 5 × ПЛ-661-ВБ-800 (Мощность 66,5 МВт, расход 520 м³/с).
- 2) Генераторы
 - Количество и марка генераторов: 7 × СВ 1343/140-96;
 - Мощность генераторов: 6×65 МВт, 1×70 МВт;
 - Напряжение: 13,8 кВ.
- 3) Трансформаторы
 - Количество и марка трансформаторов: 5×ТДЦ 125000/110, 1×АОРДЦТ 120000/220/110;
 - Номинальная мощность: ТДЦ 125000/110-125 МВА, АОРДЦТ 120000/220/110 – 120 МВА;
 - Номинальное напряжение: напряжение НН- 13,8 кВ, напряжение СН (АОРДЦТ 120000/220/110)- $124/\sqrt{3}$ кВ, напряжение ВН (ТДЦ 125000/110) – 124 кВ, (АОРДЦТ 120000/220/110)- $242/\sqrt{3}$ кВ.

Схема выдачи мощности Новосибирской ГЭС с параметрами базового режима представлена на рисунке 3.3.

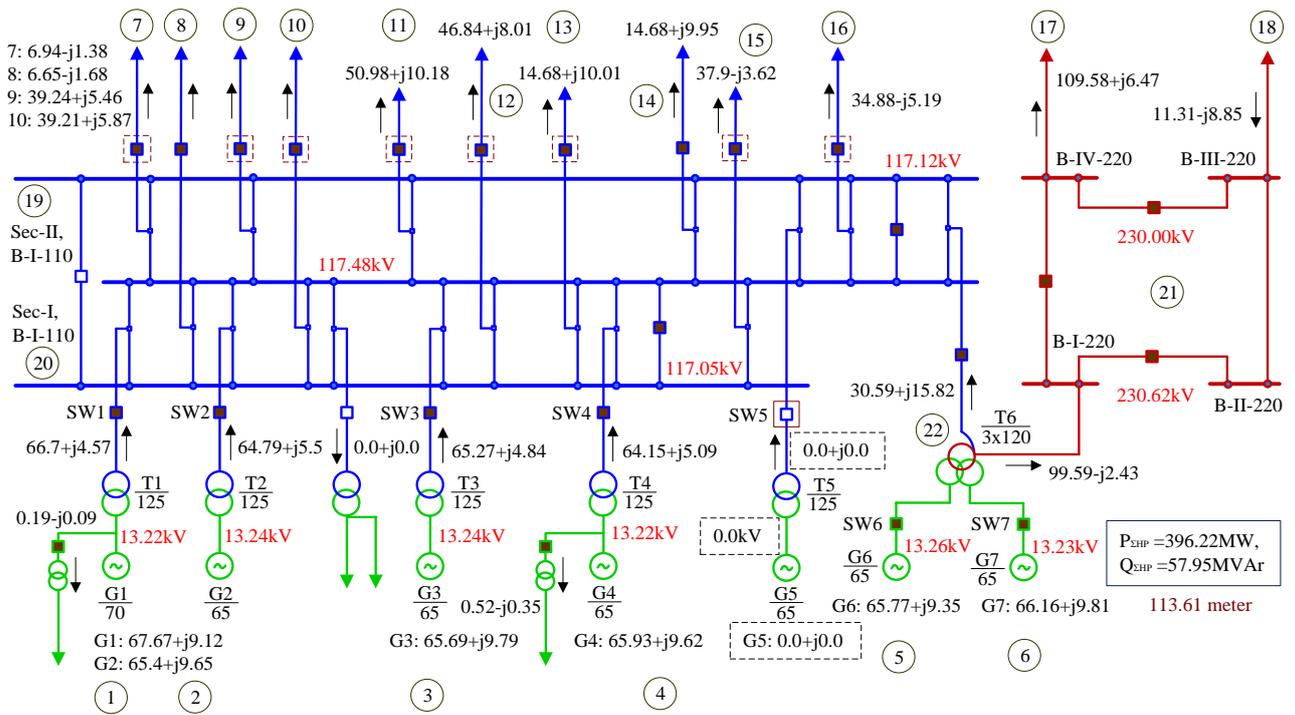


Рисунок 3.3 – Схема выдачи мощности Новосибирской ГЭС с нанесением параметров базового потокораспределения

Выдача электроэнергии с генераторов производится на напряжении 13,8 кВ, которое преобразуется в напряжение 110 кВ пятью главными силовыми трансформаторами ТДЦ 125000/110 (гидроагрегаты № 1—5), а в напряжение 220 кВ — через автотрансформатор АОРТДЦ 120000/220/110/13,8 (три однофазных автотрансформатора, к которым подключены гидроагрегаты № 6—7), через него также осуществляется связь между ОРУ 110 и 220 кВ. Для питания собственных нужд станции используются трансформаторы ТМ-6300/110 (1 шт.) и ТМ-3200/35 (2 шт.).

Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 и 220 кВ по 12 линиям электропередачи: 2 — 220 кВ и 10 — 110 кВ. ОРУ 110 и 220 кВ территориально расположены на одной площадке. Электроэнергия выдаётся по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС — ПС «Научная» (связь с Новосибирской ТЭЦ-5)

- ВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС — ПС «Тулинская»
- ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС — ПС «Инская» (2 цепи)
- ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС — ПС «Научная» (2 цепи)
- ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС — ПС «Ордынская» (2 цепи)
- ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС — ПС «Тулинская» (4 цепи)

С некоторого времени системным оператором разрешено станции самостоятельно определять уставку по напряжению в ограниченном диапазоне. Естественно, что в таких условиях целью регулирования станции по реактивной мощности становится минимизация потерь в схеме выдачи мощности в реальном времени и вне контура диспетчерского управления, т.е. агент должен действовать в интересах ГЭС при соблюдении ограничений со стороны системного оператора.

Сформулированная задача может успешно решаться интеллектуальным регулятором (агентом НГЭС), корректирующим уставку регуляторов возбуждения в направлении снижения потерь в схеме выдачи мощности с контролем допустимости ее изменения при проверке допустимости режима напряжения в прилегающем районе сети.

За основу расчета взяты режимы утреннего максимума, дневного минимума, а также вечернего максимума, ночного минимума. Потери холостого хода в трансформаторах приняты постоянными и в среднем принимают значение 57 кВт, исходя из исходных данных трансформаторов. Граница района образована подстанциями удаленных концов ЛЭП, примыкающих к ГЭС. В качестве балансирующего узла был взят узел 18 (Научная), поскольку эта подстанция является одной из самых крупных.

На рисунке 3.4 представлена расстановка измерений системы контроля режима схемы выдачи мощности ГЭС интеллектуальным регулятором. Точками обозначены места измерения токов и мощностей (прямые измерения), прямоугольниками – напряжения удаленных концов отходящих ВЛ (определяются косвенно).

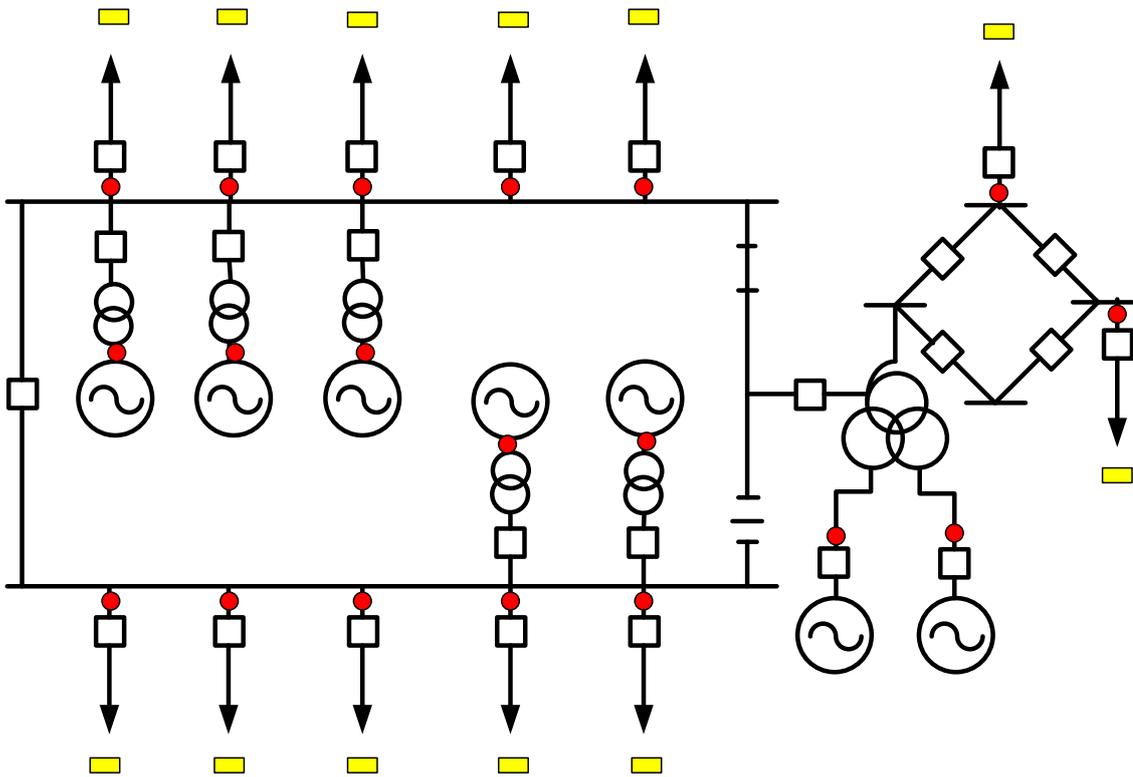


Рисунок 3.4 - Расстановка измерений для контроля режима прилегающего района сети

Потери мощности во внутренней схеме ГЭС (потери в трансформаторах, шинах) определяются как разность вырабатываемой всеми генераторами мощности и суммы всех выдаваемых мощностей (по отходящим ВЛ, ТСН).

Для определения потерь во всей схеме выдачи мощности к потерям во внутренней схеме необходимо добавить нагрузочные потери в отходящих линиях, легко определяемых по измерениям токов.

На рисунке 3.5 для примера, представлена полученная расчетным путем зависимость потерь во внутренней схеме ГЭС в диапазоне допустимых изменений напряжения во всех узлах контролируемого района сети от уставок АРВ для получасового интервала времени суток (03:00-03:30).

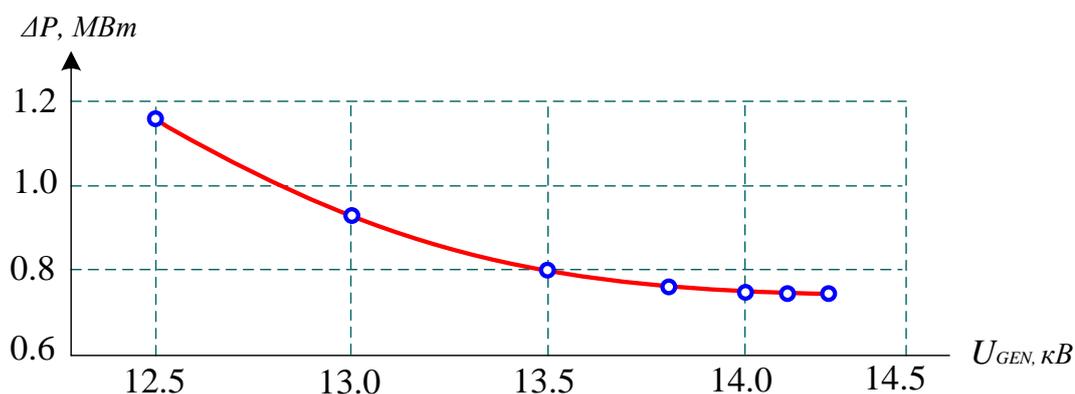


Рисунок 3.5 - Зависимость потерь во внутренней схеме ГЭС от уставок АРВ для получасового интервала времени

Следует отметить, что потери мощности, соответствующие ранее принимаемой постоянной уставке (13,2 кВ) на НГЭС, больше оптимальных потерь (при 14 кВ) при соблюдении условия допустимости напряжений в сети. Снижение внутренних потерь составляет в среднем около 100 кВт (12%) [115].

3.6 Исследование мультиагентного регулирования напряжения в распределительной электрической сети с малыми ГЭС Казахстана

3.6.1 Характеристика распределительной электрической сети Жамбылской области

Исследование эффективности мультиагентного регулирования напряжения и проверка работоспособности разработанной моделирующей программы выполнены на примере распределительной электрической сети с малыми ГЭС Жамбылской области Казахстана. Сеть имеет протяженные ЛЭП напряжением 35 кВ и распределенную малую генерацию (рисунок 3.6). В качестве организационного принципа регулирования рассматривалось децентрализованное регулирование, использующее локальную информацию и управляющие воздействия.

В настоящее время из-за большой протяженности радиальных распределительных сетей, в частности, в Жамбылской РЭС, существует проблема обеспечения требуемого качества эксплуатационного напряжения. Для ее решения используют размыкание кольцевых сетей различных классов напряжения, и, в первую очередь, сетей 35 кВ, как основных распределительных.

Мощность ГЭС зависит от напора и расхода воды, а также от КПД используемых турбин и генераторов. Из-за того, что по природным законам уровень воды постоянно меняется, в зависимости от сезона и по ряду других причин, в качестве характеристики мощности гидроэлектрической станции принято брать среднюю мощность.

Малая ГЭС мощностью 3 МВт в Тасоткельском водохранилище на реке Шу является важным социально значимым объектом Жамбылского региона и может обеспечить выработку электроэнергии более 15 млн. кВт.ч в год.

Каракыстакская и Меркенская ГЭС, являются одними из объектов возобновляемых источников энергии в Жамбылской области. Каракыстакская ГЭС была введена в эксплуатацию в 2013 году с мощностью 3 МВт, ранее в 2010 году в эксплуатацию были введены Меркенская ГЭС с установленной мощностью 6.5 МВт. Отметим, что в 2018 году в сфере возобновляемой энергетики Жамбылский регион по плану выйдет на общую мощность 400 МВт [116].

Размещение малой генерации в удаленных частях распределительной сети имеет ряд достоинств:

- повышает надежность электроснабжения потребителей;
- снижает потери активной и перетоки реактивной мощности;
- повышает уровни эксплуатационных напряжений на подстанциях вдоль линий;
- поддерживает стабильность напряжений в узлах за счет возможности этих генераторов по генерированию реактивной мощности, в отличие от

традиционных распределительных сетей, в которых потери напряжения тем больше, чем дальше от питающей подстанции высокого напряжения.

Жамбыльская область является лидером в развитии зеленых технологий и ввод многочисленных малых ГЭС в существующих сетях 35 и 10 кВ способствует выполнению технических требований по качеству электроэнергии, т.к. они могут работать в режиме регулирования напряжений в опорных узловых точках распределительной сети. На рисунке 3.6 представлена схема Жамбыльской РЭС с обозначенными узлами регулирования напряжения и контролируемыми районами.

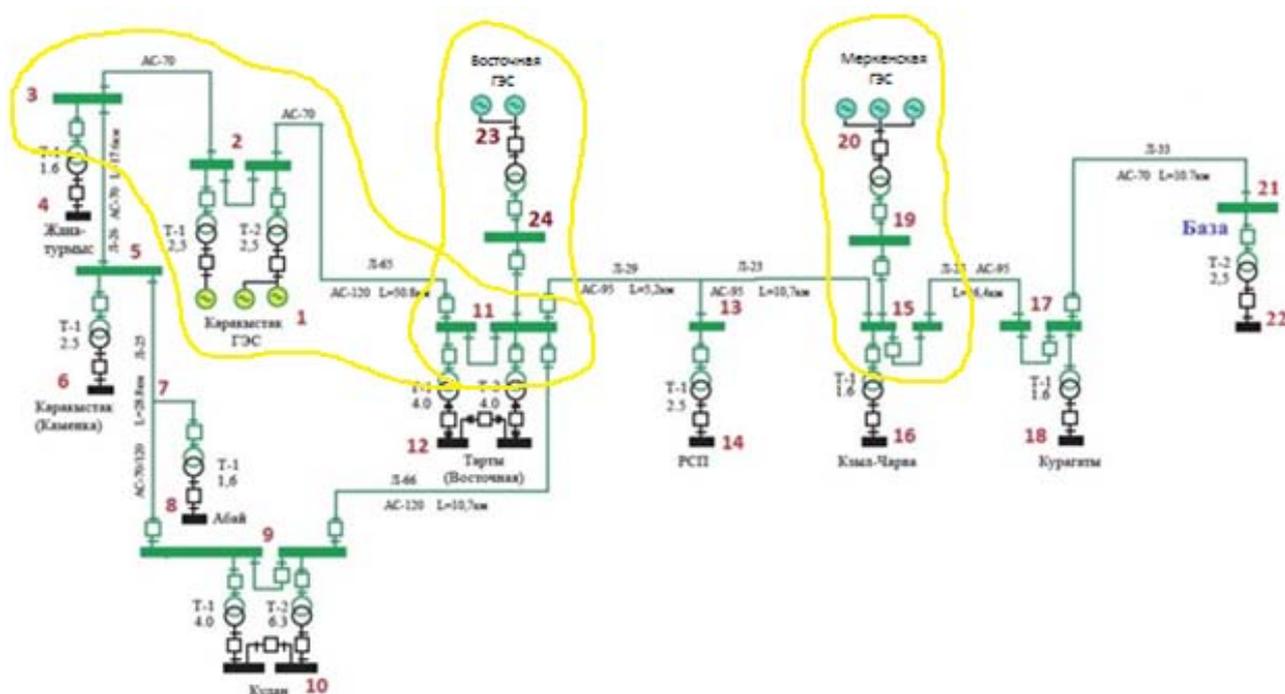


Рисунок 3.6 - Фрагмент схемы южной части Казахстана с выделенными зонами контроля режимов агентами МАС

3.6.2 Результаты моделирования режимов Жамбыльской распределительной электрической сети с МА регулированием напряжения

На схеме Жамбыльской РЭС имеем 3 источника генерации, и соответственно, у каждой генерации есть свои контролируемые районы со своими удаленными нагрузками. Каждый агент L_j контролирует прилегающий к нему район сети (A_i)

$$(A_i) \in L_j \quad (3.6)$$

В представленной схеме количество агентов 3: Каракыстак, Меркенская и Восточная ГЭС. Средствами регулирования напряжения на самих станциях являются АРВ, а на подстанциях, контролируемые агентами РПН. Множество агентских узлов (L) содержит 3 узла

$$(L) \in \{1,20,23\} \quad (3.7)$$

Из схемы видно, что агенты 1 и 3 по номеру (1 и 23) имеют общий узел, и их зоны контроля пересекаются. В таких ситуациях обычно возникают конфликтные режимы по напряжению. По вышеприведенным правилам (в главе 2), они должны согласовать свои действия, для того чтобы получить компромиссный режим, при необходимости оптимизировать потери активной мощности. Агент 2 (по номеру 20), в данном случае является зависимым, т.к. он имеет существенное взаимное влияние со своими смежными агентами 1 и 23. В случае если Агент 2 не имеет взаимного влияния, тогда он будет контролировать свой район и автономно достигать своих целей. Каждый агент имеет в своем контролируемом районе несколько узлов:

$$(A_1) \in \{2,3,11\}; \quad (3.8)$$

$$(A_2) \in \{19,15\}; \quad (3.9)$$

$$(A_3) \in \{11,24\}. \quad (3.10)$$

Моделирование режима электрической сети с работающей МАС регулирования напряжения начинается с расчета исходного режима в ПВК RastrWin, далее запускается макрос, который последовательно выполняет вышеперечисленные процедуры (глава 3.4.2).

Характерный процесс выхода на компромиссный установившийся режим электрической сети (рисунок 3.6) с учетом взаимодействия агентов

МАС при вводе режима напряжения в допустимую область представлен на рисунке 3.7 в виде графиков.

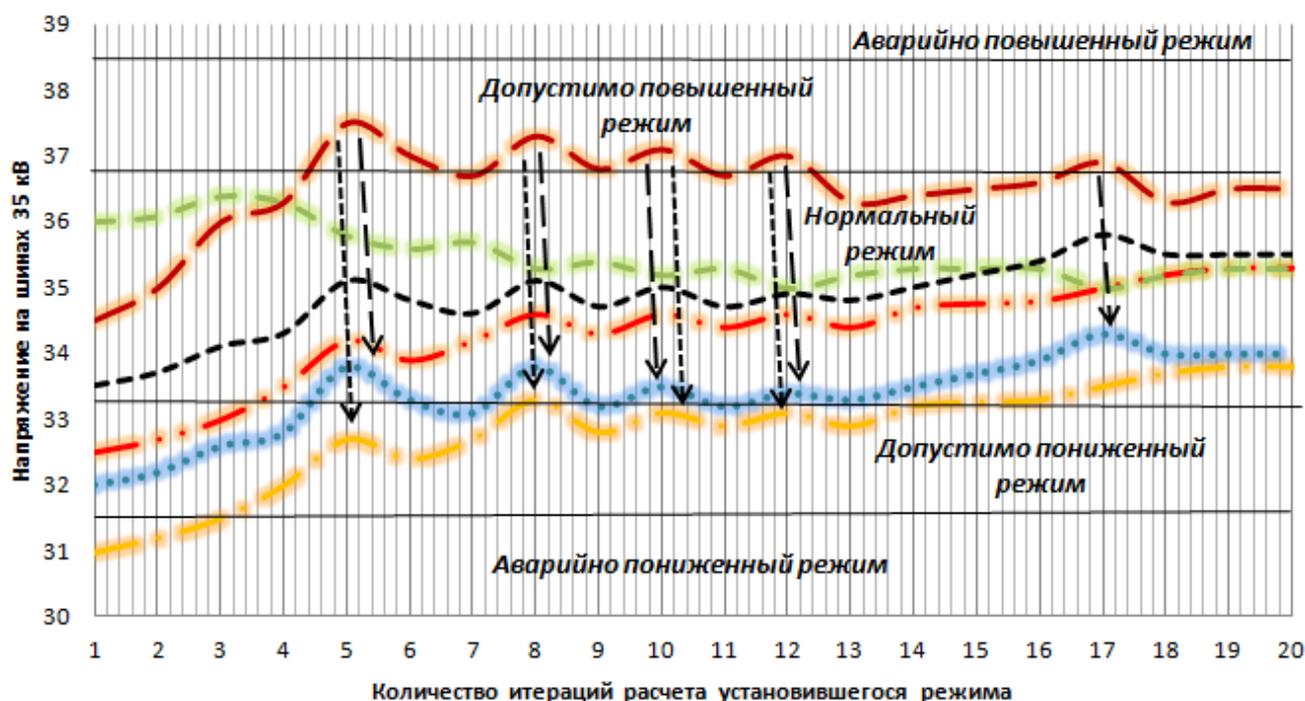


Рисунок 3.7 - Процесс расчета компромиссного установившегося режима электрической сети

Примечание:

----->	– запрет Агенту 1 на повышение напряжения	----->	– запрет Агенту 3 на повышение напряжения
-----	– минимальное напряжение в зоне контроля Агента 1	-----	– максимальное напряжение в зоне контроля Агента 2
-----	– минимальное напряжение в зоне контроля Агента 3	-----	– уставка по напряжению Агента 1
-----	– уставка по напряжению Агента 2	-----	– уставка по напряжению Агента 3

Можно увидеть, что агенты 1 и 3, находясь в допустимо и аварийно пониженном режиме, сообщает о своем действии 2 агенту. А он в свою очередь, находится в нормальном режиме и разрешает им на повышения напряжения. Агенты 1 и 3 корректируя уставки регуляторов напряжения в

своих контролируемых областях, нарушают допустимость режима напряжений в контролируемом районе агента 2, тем самым получая от него запрет на повышение напряжения. Агент 2 корректирует уставку для снижения напряжения и, после ввода режима напряжения в допустимую область, снимает запрет. Агенты 1 и 3 продолжают корректировать уставку в направлении повышения напряжения. Процесс завершается после ввода режима напряжения всей сети в допустимую область.

Целью агентов в процессе, представленном на рисунке 3.7, был ввод режима напряжения в допустимую область. После нормализации режима целью агентов стала минимизация потерь. На рисунке 3.8 представлен процесс согласованной оптимизации потерь в контролируемых зонах с учетом взаимодействий агентов по предотвращению выхода напряжений из допустимой области.

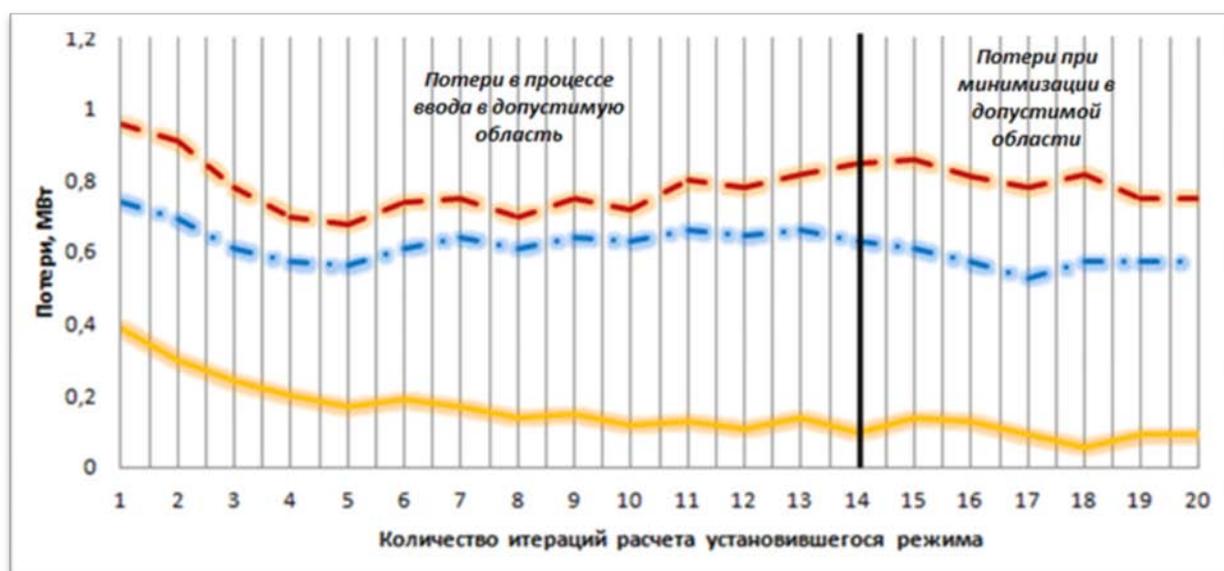


Рисунок 3.8 - Процесс расчета компромиссного установившегося режима электрической сети с оптимизацией потерь в зонах контроля агентов МАС

Примечание

- — потери активной мощности в зоне контроля Агента 1
- - - — потери активной мощности в зоне контроля Агента 2
- - - — потери активной мощности в зоне контроля Агента 3

Результаты моделирования режима Жамбылской РЭС показали возможности компромиссного регулирования напряжения в электрических сетях с распределенными средствами компенсации реактивной мощности посредством децентрализованной МАС с координацией действий агентов в смежных зонах [117].

Выводы

Моделирование мультиагентных систем, использующих контроль режима прилегающих районов и координацию действий, экспертные блоки в подсистемах принятия решений, в настоящее время в промышленных программах не реализовано. Поэтому была разработана экспериментальная программа расчета режимов с интеллектуальными агентами и локальными регуляторами путем создания внешних процедур для обычной программы расчета режимов.

Программа позволяет проводить расчеты компромиссных режимов электрических сетей, связанных с моделированием MAP. Это существенно ускоряет процесс изучения и проектирования перспективных систем технологической и противоаварийной автоматики.

Работоспособность МАС и разработанной программы проверены на примерах существующих электрических сетей. Результаты расчета соответствуют ожиданиям, как в части возможности и эффективности децентрализованного регулирования напряжения в электрических сетях, так и в части моделирования подобных систем путем модификации существующих вычислительных комплексов.

4 РЕАЛИЗАЦИЯ АГЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ В РЕЖИМНОЙ АВТОМАТИКЕ ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

4.1 Локальная система энергоснабжения, как объект агентного управления

ЛСЭ ж/м «Березовое» расположена в Первомайском районе г. Новосибирска. От ГПУ ЛСЭ в островном режиме осуществляется электро- и теплоснабжение ж/м «Березовое».

Энергоблок (когенерационная электростанция - ТЭС) включает в себя 5 ГПУ фирмы Caterpillar G3520C мощностью 2000 кВт каждая. ГПУ подключены к распределительному устройству (РУ) 10 кВ энергоблока – ЗРУ ГПУ, выполненное по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин». ЗРУ ГПУ имеет связь с РУ 10 кВ электростанции - ЗРУ ДГУ по двум кабельным линиям, выполненным счетверённым кабелем ААБ2л-10-3х120, протяженностью 0,08 км. К ЗРУ ДГУ подключены два резервных дизельных генератора мощностью по 1600 кВт. Распределительные сети 10 кВ питаются от ЗРУ ДГУ. Внешний вид ТЭС представлен на рисунке 4.1. Схема выдачи мощности на ТЭС ж/м «Березовое» представлена на рисунке 4.2.



Рисунок 4.1 - Внешний вид ТЭС ж/м «Березовое»

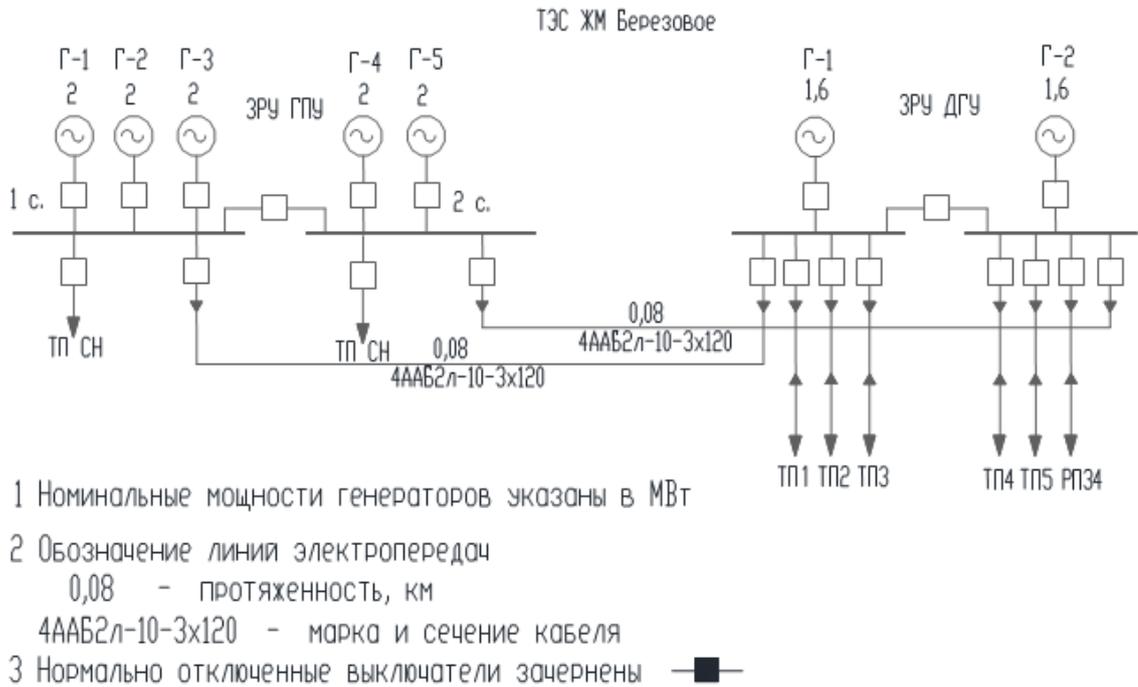


Рисунок 4.2 – Схема выдачи мощности ТЭС ж/м «Березовое»

Потребители электроэнергии преимущественно жилые дома, величина нагрузки которых составляет 2,9 МВт, а также завод железобетонных изделий и строительные механизмы мощностью 2,4 МВт (в том числе двигательная нагрузка в объеме 0,53 МВт).

Процентное соотношение потребителей электроэнергии в районе представлено в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Структура электропотребителей в районе ж/м «Березовое»

Коммунально-бытовая нагрузка	50%
Промышленная нагрузка (завод ЖБИ)	35%
Двигательная нагрузка (АД)	10%
Осветительная нагрузка	5%

Характерный суточный график нагрузки представлен на рисунке 4.3, а его показатели в таблице 4.2

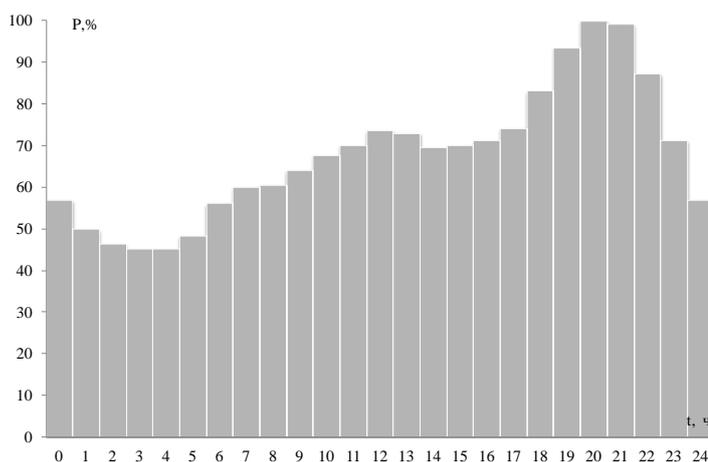


Рисунок 4.3 – Суточный график нагрузки ТЭС ж/м «Березовое»

Таблица 4.2 - Показатели графика нагрузки

Объект	P_{\max} , МВт	P_{\min} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$K_{\text{зап}}$	$K_{\text{форм}}$	T_{\max} , ч
Сеть ж/м «Березовое»	5,3	2,5	3,9	0,74	0,47	2196

Годовой график потребления электроэнергии представлен на рисунке 4.4

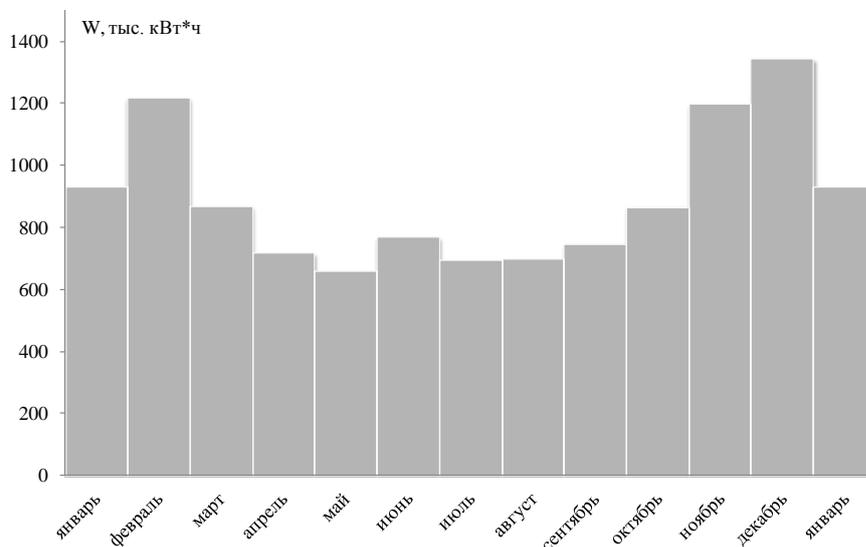


Рисунок 4.4 – Годовой график нагрузки ТЭС ж/м «Березовое»

За несколько лет эксплуатации энергоблока в составе автономной системы энергоснабжения возник ряд трудностей, связанных с особенностями работы ГПУ и островного режима.

Существенным для надежности энергоснабжения стало ограничение - «минимальное значение нагрузки», обусловленное увеличением износа поршневой группы при снижении нагрузки. Величина минимальной загрузки ГПУ зависит от ее марки и может варьироваться от 20 до 50%. При снижении нагрузки ниже минимума система управления агрегатом в течение определенного времени (не более 45 минут) сигнализирует о недопустимо низкой величине нагрузки. Если нагрузка не возросла больше нижней границы загрузки агрегата, то после 60 минут с начала оповещения система управления (ее защитные блоки) агрегата инициирует останов ГПУ. Защита агрегата предотвращает закоксовывание выпускных клапанов и маслосъёмных (поршневых) колец. Закоксовывание этих элементов может повлечь за собой детонацию (и, как следствие, останов машины, возможен даже выход из строя подшипников), которая вызвана тем, что нагретые частицы в цилиндрах воспламеняют газозвоздушную смесь раньше момента зажигания свечей.

Поскольку состав потребителей в исследуемом районе неоднородный и имеет место ночной провал суточного графика нагрузки, было принято решение об установке электрического котла мощностью 2 МВт в качестве дополнительной нагрузки во избежание отключения ГПУ.

Кроме того, ГПУ имеют еще одну характерную особенность: скачкообразный наброс/сброс активной мощности, который не вызывает перегрузки генератора, может привести к детонации двигателя и к его отключению технологическими защитами. В первую очередь это связано с конструктивными особенностями компрессора и системы подачи воздуха в двигатель, то есть, при набросе нагрузки необходимо увеличить подачу топлива в двигатель, что соответствует увеличению подачи воздуха в двигатель от компрессора. Однако, быстрое увеличение скорости вращения компрессора невозможно, поэтому существует опасность отключения двигателя. Кроме того, завод-изготовитель определяет уставки релейной защиты ГПУ, не подлежащие изменению, для сохранения гарантийных

обязательств. Так, защита может сработать при сбросах и набросах нагрузки даже при отсутствии угрозы механического или термического повреждения ГПУ.

Внезапное отключение генератора, особенно в режиме максимальных нагрузок, может иметь каскадное развитие с полным погашением ТЭС, что уже неоднократно происходило.

Необходимость выполнения требований и обязательств по обеспечению надежного электроснабжения потребителей, а также повышения экономичности работы ТЭС за счет повышения загрузки и улучшения режимов работы электростанции, привели к желанию технологического присоединения ТЭС ж/м «Березовое» к электрическим сетям Новосибирской энергосистемы через ПС 110 кВ Силикатная. Подстанция двухтрансформаторная. Трансформаторы по 16 МВА. Подстанция запитана отпайками от линий 110 кВ, одна из которых является тупиковой, а вторая входит с системообразующий контур сети Новосибирской энергосистемы. Подстанция разделена на стороне 110 кВ и 10 кВ. На шинах 10 кВ предусмотрено АВР.

Для электрической связи на напряжении 10 кВ распределительного пункта сети 10 кВ распределительной сети ТЭС с шинами 10 кВ ПС 110 кВ Силикатная выполнены две цепи кабельной линии (КЛ) протяженностью 2,4 км (рисунок 4.5).

В настоящее время связь используется исключительно для целей аварийного резервирования питания электропотребителей при полном погашении электростанции. Режим параллельной работы электростанции с внешней сетью недопустим.

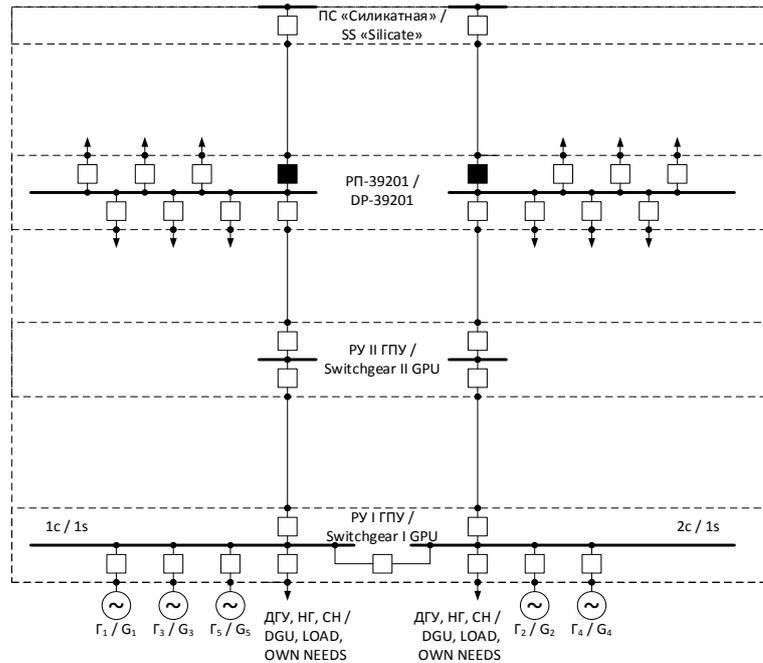


Рисунок 4.5 - Схема присоединения ЛЭС к внешней электрической сети:
 Г – генератор; ГПУ – газопоршневая установка; ДГУ – резервная дизель-генераторная установка; НГ – нагрузка; ПС – подстанция; РП – распределительный пункт; РУ – распределительное устройство; СН – нагрузки собственных нужд

Основные характеристики схемы РУ I ГПУ:

- номинальное напряжение (10 кВ);
- тип схемы – «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

В нормальном автономном режиме работы АЭС микрорайон «Березовое» и промышленная нагрузка (РП-39201) получают питание от ГПУ ТЭС (5 генераторов по 2 МВт). Резервный источник электропитания ТЭС – два дизельных генератора по 1,6 МВт – может быть введен при отключении ГПУ.

Внешним резервным источником электропитания является электрическая сеть (отпаечная подстанция «Силикатная» напряжением 110/10 кВ, разделена на сторонах 110 кВ и 10 кВ, входит в системообразующий контур сети Новосибирской энергосистемы).

Таким образом, сохранен островной режим работы сети ТЭС, ее частое погашение в результате набросов мощности, длительное восстановление нормального режима с переводом всех потребителей после АВР на питание от автономной системы энергоснабжения.

Параллельная работа ГПУ и ДГУ АСЭ с внешней электрической сетью в настоящее время не допустима и блокируется с помощью принятых и выполненных технических решений. Предусмотрена возможность автоматического восстановления нормальной схемы (для автономного режима) по факту готовности ГПУ ТЭС к работе.

В этих условиях режим ЛСЭ характеризуется:

- частым погашением автономно работающих ГПУ в результате набросов мощности;
- АВР от электрической сети (ПС «Силикатная») после погашения ГПУ;
- при невозможности АВР вводом в работу ДГУ, покрывающих часть нагрузки;
- длительным восстановлением нормального режима работы с переводом всех потребителей после АВР на питание от ГПУ.

Включение ГПУ ЛСЭ на параллельную работу с электрической сетью способно дать существенный положительный эффект:

Положительные стороны режима параллельной работы с внешней сетью для ЛСЭ:

- ТЭС имеет возможность выдачи избыточных мощностей (до 6 МВт).
- Возникающие аварийные небалансы и небалансы, связанные с изменением нагрузки, оперативными коммутациями берет на себя электрическая сеть (максимальная величина – 2 МВт при отключении одного энергоблока, в исключительном случае – 6 МВт – при погашении шины с 3-мя энергоблоками).

- Тем самым устраняется основная причина погашения станции и нарушений электроснабжения.

Положительные стороны для внешней электрической сети (РЭС):

- Снижение потерь за счет разгрузки сети при выдаче мощности ТЭС в РЭС.
- Стабильное напряжение на шинах ПС Силикатная за счет регуляторов напряжения ТЭС (нет необходимости в работе РПН).
- Возможность использования оперативного резерва мощности ТЭС на ПС Силикатная (возможность перевода на питание от ТЭС до 6 МВт нагрузки как в режиме параллельной работы, так и при переводе ТЭС в островной режим).

Негативные стороны (риски):

- Увеличение токов КЗ на ПС Силикатная – до 20%, в сети 10 кВ ТЭС до 4-х кратного, однако, повышение не превышает допустимых значений для всего используемого в РЭС коммутационного оборудования.
- Влияние токов подпитки от ТЭС на чувствительность ДЗ ЛЭП 110 кВ, питающих ПС Силикатная.
- Риск возникновения недопустимых асинхронного режима, ударных моментов на валах энергоблоков ТЭС, отключения энергоблоков по параметрам обратной последовательности и обратной мощности.
- Риск возникновения недопустимого объединения полустанций и несинхронизированных подсистем на параллельную работу.

Эти риски устраняются при применении предложенного на каф. АЭЭС способа управления режимом параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью [118], реализованного в соответствующей автоматике комплексного (режимного и противоаварийного управления) с автооперированием.

4.2 Регулирование напряжения и реактивной мощности в островном режиме и в режиме параллельной работы с сетью. Требования и способы их обеспечения

Автоматика, разрабатываемая ООО «Модульные системы Торнадо» и НГТУ, обеспечивает безопасность параллельной работы АСЭ с сетью и надежность электроснабжения потребителей при прямом подключении к внешней сети за счет комплексного (структурно-режимного и противоаварийного) управления. Она представляет собой пример комплексного агентного управления локальной системы электроснабжения на базе электростанции малой мощности. Агентное управление действует в интересах субъекта (локальной системы энергоснабжения) при соблюдении требования неухудшения режимов и надежности внешней электрической сети в режиме параллельной работы с ЛСЭ с внешней сетью. Автоматика работает независимо от систем оперативного, режимного и противоаварийного управлений внешней электрической сети. Полный функционал автоматики представлен в Приложении.

В настоящее время автоматика разработана и прошла испытания на физической модели энергосистемы НГТУ. Автоматика имеет ряд подсистем:

- информационно-измерительную;
- противоаварийную;
- режимную;
- автооператорную;
- интерфейсную.

К режимной относится:

- Агентное регулирование напряжения в островном режиме (Регулирование напряжения с косвенным контролем напряжений узлов распределительной сети ГПУ и автоматически определяемой уставкой по заданным критериям)

- Агентное регулирование напряжения в режиме параллельной работы (согласованное регулирование напряжения по собственным целям с косвенным контролем напряжений узлов распределительной сети ГПУ и смежных узлов с внешней электрической сетью (узлы подключения ЛСЭ к внешней электрической сети), перетока реактивной мощности по контролируемым сечениям)

Изменение режимов работы регуляторов напряжения и реактивной мощности энергоблоков ЛСЭ, самоопределение их уставок должно осуществляться автооператором, в зависимости от режима и условий ЛСЭ работы:

- в нормальном режиме изолированной работы - должна обеспечиваться допустимость напряжения во всех узлах распределительной сети ГПУ (удержание в допустимой зоне для нормальных режимов) с минимизацией потерь.

- в аварийном режиме изолированной работы - должно предотвращаться или ликвидироваться динамическое нарушение допустимых напряжений (удержание в допустимой зоне для аварийных режимов).

- в режиме параллельной работы с сетью – должно поддерживаться постоянство заданной для обмена с сетью доли реактивной мощности в полной мощности в заданном сечении сети (постоянства $\tan \varphi$ угла мощности) или минимизироваться потери в сети.

- при аварийном отключении энергоблока и его торможении до полной остановки – должно производиться экстренное снижение напряжения до нуля;

- при регулировании напряжения или реактивной мощности группой энергоблоков – должно производиться заданное распределение реактивной мощности между ними;

- в режиме параллельной работы - должна обеспечиваться независимая работа подсистем регулирования реактивной мощности для

каждой полустанции в связи с необходимостью разделения станции по шинам на электрически несвязанные части.

Эти требования могут быть обеспечены:

- использованием регуляторов, работающих на принципе обратной связи по напряжению и реактивной мощности;
- соответствующим требованиям выбором настроек регуляторов;
- использованием группового регулирования с ведущим энергоблоком и долевым участием в регулировании остальных энергоблоков группы.

При этом, в зависимости от состава работающих энергоблоков и структурно-режимного состояния системы энергоснабжения, функции и алгоритмы работы каждого из регуляторов меняются (должна осуществляться их структурно-параметрическая перенастройка).

4.3 Алгоритмы регулирования напряжения и реактивной мощности в островном режиме и в режиме параллельной работы с сетью

Способ регулирования в автономном режиме:

Индивидуальное регулирование:

- Поддержание напряжения на уровне заданной уставки по принципу ОС.
- Корректировка уставки для ввода режима совокупности контролируемых напряжений (в центрах питания ЛСЭ) в допустимую область.
- Минимизация суммарных потерь в заданной группе линий электрической сети.

Групповое регулирование:

- Один из генераторов (ведущий) осуществляет индивидуальное регулирование.
- Остальные (ведомые) помогают ведущему по методу долевого участия.

Способы регулирования в режиме параллельной работы:

Регулирование индивидуальное или групповое.

- Поддержание напряжения на шинах генератора на уровне напряжения приемного центра питания.
- Поддержание заданного напряжения на своих шинах.
- Поддержание заданного $tg \varphi$ по заданному сечению сети.
- Минимизация суммарных потерь в заданной группе линий электрической сети.

Все цели достигаются в пределах возможностей и ограничений.

Алгоритм регулирования возбуждения ведущего в группе генератора

Обозначения глобальных переменных:

- Внешние - EG31+обозначение в алгоритме;
- Внутренние - IG31+обозначение в алгоритме.

Все цели достигаются в пределах возможностей и ограничений.

Для регулирования используются средние за заданный интервал значения (0,1 - 1 с) входных параметров:

Алгоритм регулирования возбуждения ведущего генератора представлен на рисунке 4.6.

АРВ 1 ($EG31U_{Г1}$, $EG31U_{уст1}$, $EG31U_{уст\ цп1}$, $EG31U_{цп1}$, $EG31P_{Г1}$, $EG31Q_{Г1}$, $EG31tg\varphi1$, $EG31tg\varphi_{уст1}$, $EG31k1$, $EG31K_{пр1}$, $EG31k2$, $EG31K_{пр2}$, $EG31C_{11}$, $EG31C_{21}$; $IG31U_{возб1}$).

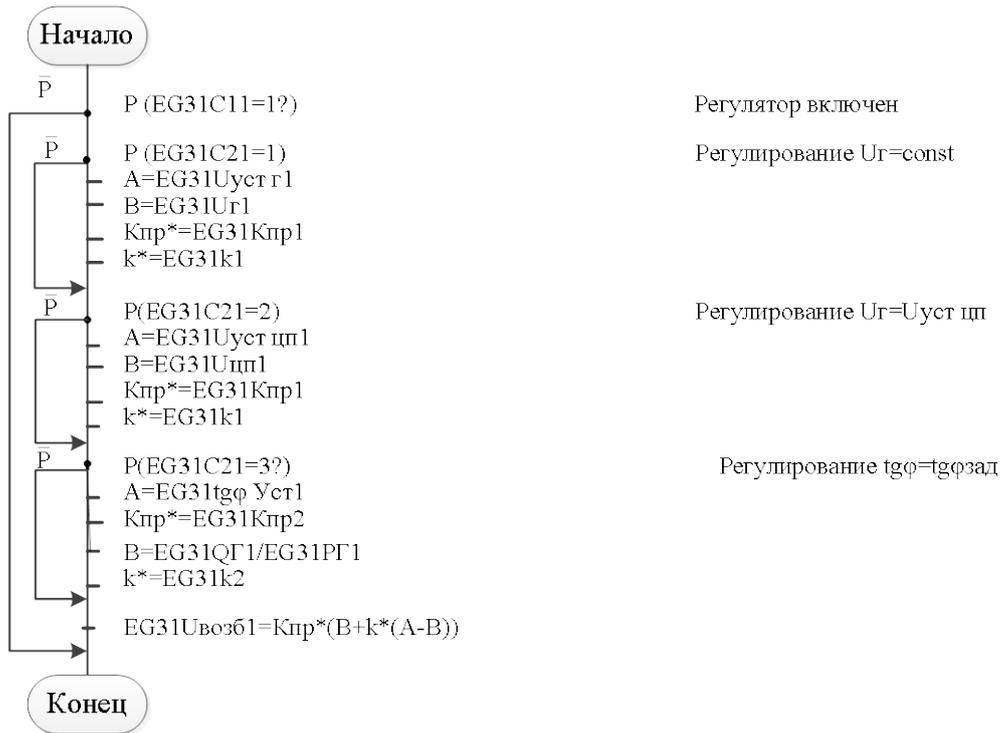


Рисунок 4.6 - Алгоритм регулирования напряжения и реактивной мощности ведущего генератора

Примечание: Следует учесть, что часть задаваемых оператором параметров меняется автооператором при изменении режимов работы ГРУ ЛСЭ.

Необходимо также поддерживать два начальных запуска регуляторов:

- При инициализации системы – по заданным оператором уставкам и структурным параметрам.
- При автоматическом перезапуске системы – по предшествующим значениям.

Переменные, которые необходимы для работы алгоритма, приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Переменные алгоритма

№	Характер		Технологическое содержание	Обозначение в алгоритме	В БД	Диапазон значений	Тип переменной
1	Входные	Используемые	Средне интервальное значение напряжения генератора	$EG31U_{г1}$	Измер	$(0-2)U_H$	A
2			Напряжение удаленного	$EG31U_{цп1}$	Измер	$(0,9-1,15)U_H$	A

		регулирования						
3		Средне интервальная активная мощность генератора (или сечения)	EG31Pr1	Измер	(-1-1,2)Pном	A		
4		Средне интервальная реактивная мощность генератора (или сечения)	EG31Qr1	Измер	(-1-1,2)Pном	A		
5	Задаваемые оператором	Изменяемые	Рабочее состояние регулятора	EG31C11	Зад	0-выкл 1-вкл	D	
6			Тип регулирования	EG31C21	Зад	1-регул. U _r 2-регул. U _{цп} 3-регул. tgφ	D	
7			Уставка по напряжению	EG31Uуст1	Зад	(0,9-1,15)U _н	A	
8			Уставка по напряжению удаленного регулирования	EG31Uустцп1	Зад	(0,9-1,15)U _н	A	
9			Уставка по tgφ генератора	EG31tgφУст1	Зад	-1-1	A	
10			Коэффициент усиления регулятора по напряжен.	EG31k1	Зад	0-25	A	
11		Неизменяемые	Коэффициент усиления регулятора по tgφ	EG31k2	Зад		A	
12			Коэффициент соответствия сигнала управления по напряжению генератора	EG31Kпр1	Зад		A	
13			Коэффициент соответствия сигнала управления по tgφ ген.	EG31Kпр2	Зад		A	
1			Выходные	Выходное напряжение регулятора	IG31Uвозб1	Выд	-5-5В	A
1			Внутренние	Универсальная уставка	A		EG31Ur1, EG31Uцп1, EG31tgφ1	A
2		Универсальный параметр регулирования		B		EG31Ur1, EG31Uцп1, EG31tgφ1	A	
3		Универсальные коэф. соответствия параметров и усиления регулятора		Kпр*, k*			A	

*Примечание (вспомогательные обозначения): $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, $P_{\text{ном}}, Q_{\text{ном}}$ - номинальная активная и реактивная мощность, БД – база данных, Измер – измерения, Зад - задаваемые параметры (оператором и логикой в процессе), Выд – выдаваемая величина.

Регулирование возбуждения ведомого генератора

Обозначения глобальных переменных:

- Внешние - EG31+обозначение в алгоритме;
- Внутренние - IG31+обозначение в алгоритме.

Все цели достигаются в пределах возможностей и ограничений.

Для регулирования используются средние за заданный интервал значения (0,1 - 1 с) входных параметров:

Алгоритм регулирования возбуждения ведомого генератора представлен на рисунке 4.7.

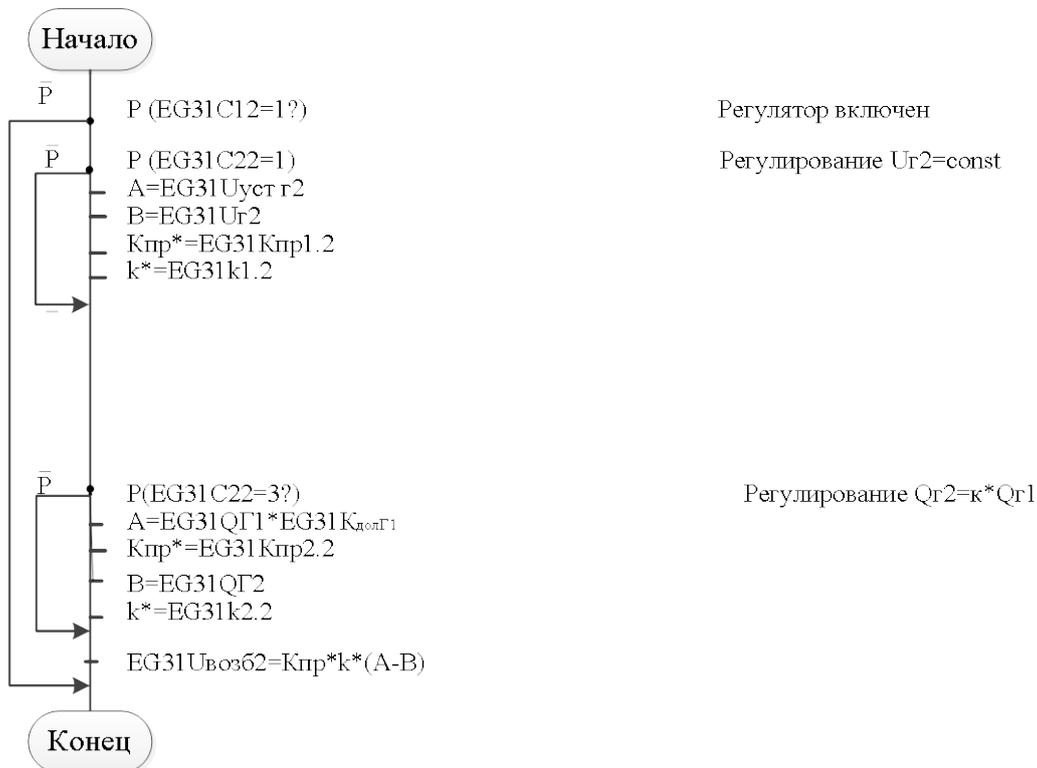


Рисунок 4.7 - Алгоритм регулирования напряжения и реактивной мощности ведомого генератора

Примечание: Следует учесть, что часть задаваемых оператором параметров меняется автооператором при изменении режимов работы станции ЛСЭ.

АРВ 2 ($EG31U_{г2}$, $EG31U_{уст г2}$, $EG31U_{уст цп2}$, $EG31U_{цп1}$, $EG31P_{г2}$, $EG31Q_{г2}$, $EG31tg\varphi2$, $EG31tg\varphi_{уст2}$, $EG31k1.2$, $EG31Kпр1.2$, $EG31k2.2$, $EG31Kпр2.2$, $EG31C_{12}$, $EG31C_{22}$; $IG31U_{возб2}$).

Необходимо также поддерживать два начальных запуска регуляторов:

- При инициализации системы – по заданным оператором уставкам и структурным параметрам.
- При автоматическом перезапуске системы – по предшествующим значениям.

Переменные, которые необходимы для работы всех алгоритмов, приведены в таблице 4.4

Таблица 4.4 - Переменные процедуры (алгоритма)

№	Характер		Технологическое содержание	Обозначение в алгоритме	В БД	Диапазон значений	Тип переменной
1	Входные	Используемые	Средне интервальное значение напряжения генератора	$EG31U_{г2}$	Измер	$(0-2)U_{н}$	A
2			Напряжение удаленного регулирования	$EG31U_{цп1}$	Измер	$(0,9-1,15)U_{н}$	A
3			Средне интервальная активная мощность генератора (или сечения)	$EG31P_{г2}$	Измер	$(-1-1,2)P_{ном}$	A
4			Средне интервальная реактивная мощность генератора (или сечения)	$EG31Q_{г2}$	Измер	$(-1-1,2)P_{ном}$	A
5	е	опе еня емы	Рабочее состояние	$EG31C_{12}$	Зад	0-выкл 1-вкл	D

		регулятора				
6		Тип регулирования	<i>EG31C22</i>	Зад	1-регул. U _г 2-регул. U _{цп} 3-регул. tgφ	D
7		Уставка по напряжению	<i>EG31Uуст_{г2}</i>	Зад	(0,9-1,15)U _н	A
8		Уставка по напряжению удаленного регулирования	<i>EG31Uустцп₂</i>	Зад	(0,9-1,15)U _н	A
9		Уставка по tgφ генератора	<i>EG31tgφуст₂</i>	Зад	-1-1	A
10	Неизменяемые	Коэффициент усиления регулятора по напряжен.	<i>EG31k1.2</i>	Зад	0-25	A
11		Коэффициент усиления регулятора по tgφ	<i>EG31k2.2</i>	Зад		A
12		Коэффициент соответствия сигнала управления по напряжению генератора	<i>EG31Kпр1.2</i>	Зад		A
13		Коэффициент соответствия сигнала управления по tgφ ген.	<i>EG31Kпр2.2</i>	Зад		A
1		Выходные	Выходное напряжение регулятора	<i>IG31Uвозб2</i>	Выд	-5-5В
1	Внутренние	Универсальная уставка	A		<i>EG31U_{г1}</i> , <i>EG31U_{цп1}</i> , <i>EG31tgφ1</i>	A
2		Универсальный параметр регулирования	B		<i>EG31U_{г1}</i> , <i>EG31U_{цп1}</i> , <i>EG31tgφ1</i>	A
3		Универсальные коэф. соответствия параметров и	K _{пр} *, k*			A

		усиления регулятора			
--	--	------------------------	--	--	--

*Примечание (вспомогательные обозначения): $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, $P_{\text{ном}}$, $Q_{\text{ном}}$ - номинальная активная и реактивная мощность, БД – база данных, Измер – измерения, Зад - задаваемые параметры (оператором и логикой в процессе), Выд – выдаваемая величина.

4.4 Экспериментальная проверка на физической модели ЭС работоспособности алгоритмов агентного режимного управления, реализованных в прототипе автоматики

4.4.1 Описание экспериментальной установки

Для подтверждения работоспособности технологии, основанной на способе управления режимом параллельной работы локальной системы электроснабжения на базе электростанции МГ с распределительной электрической сетью [101, 118], необходимы испытания соответствующей автоматики на физическом объекте. Экспериментальной площадкой для этого была Электродинамическая модель энергосистемы Центра коллективного пользования «Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем» (Центр) при Новосибирском государственном техническом университете, где была создана физическая модель автономной системы энергоснабжения с возможностью ее параллельной работы с внешней сетью, обеспеченной соответствующей автоматикой (опытным образцом), производства ООО «Модульные системы Торнадо».

Внешний вид используемого при испытании оборудования и его структурная схема представлены на рисунке 4.8 - 4.9.



Рисунок 4.8 - Машинный зал электродинамической модели с основными элементами модели объекта и пульт управления

Параметры и конструкция силовых элементов ЭДМ подобраны таким образом, чтобы по возможности максимально удовлетворить критериям подобия при моделировании, прежде всего, переходных электромеханических процессов в моделируемой ЛСЭ.



Рисунок 4.9 - Структурная схема ЭДМ

На рисунке 4.10 представлена принципиальная схема экспериментальной установки электродинамической модели, по своим системным, режимным свойствам адекватной объекту (ЛСЭ, приведенной в разделе 4.1), используемой для проверки работы автоматики.

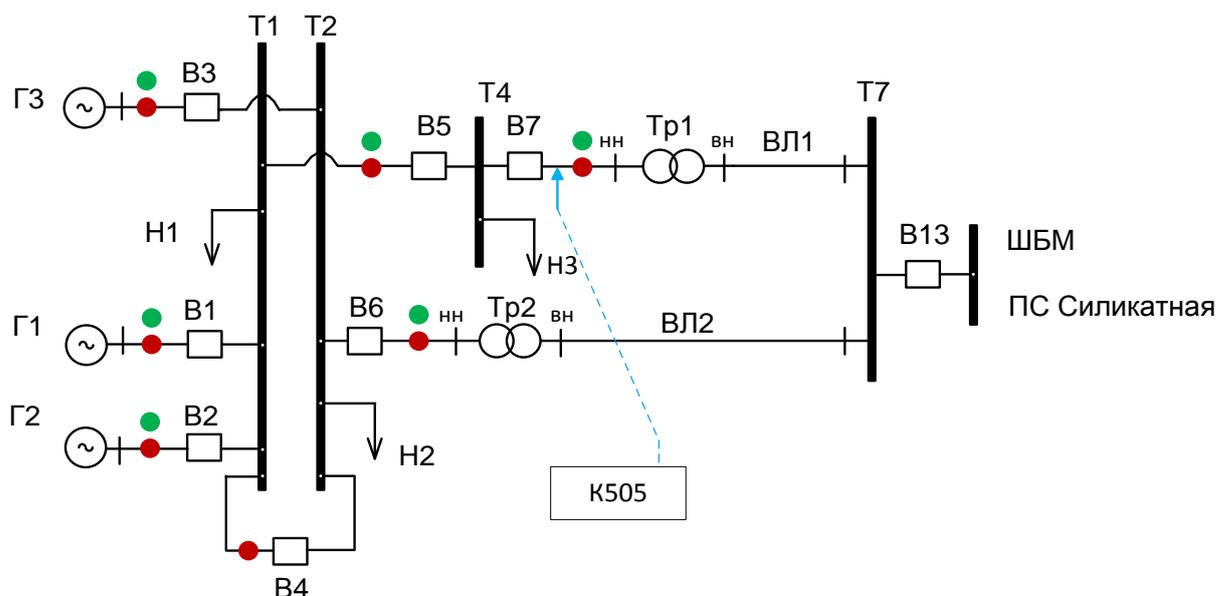


Рисунок 4.10 - Схема экспериментальной установки, моделирующей работу ЛЭСЭ в автономном режиме на собственную нагрузку и в режиме параллельной работы с внешней электрической сетью

Схема содержит три энергоблока (Γ), два из которых относятся к модели полустанции А, а третий - к полустанции Б. На каждом генераторе автоматика осуществляет регулирование активной мощности и возбуждения. Алгоритмы работы интеллектуального регулятора напряжения представлены в *разделе 4.3*.

Экспертный модуль интеллектуальной автоматики регулирования напряжения, представляет собой совокупность правил принятия решений по изменению режимов работы и коррекции уставок регуляторов возбуждения и мощности исходя из режимной ситуации в контролируемом районе.

Прототип автоматики (стойка) и фрагмент интерфейса автоматизированного рабочего места оператора, относящийся к настройкам и визуализации режимов работы регуляторов, представлены на рисунке 4.11

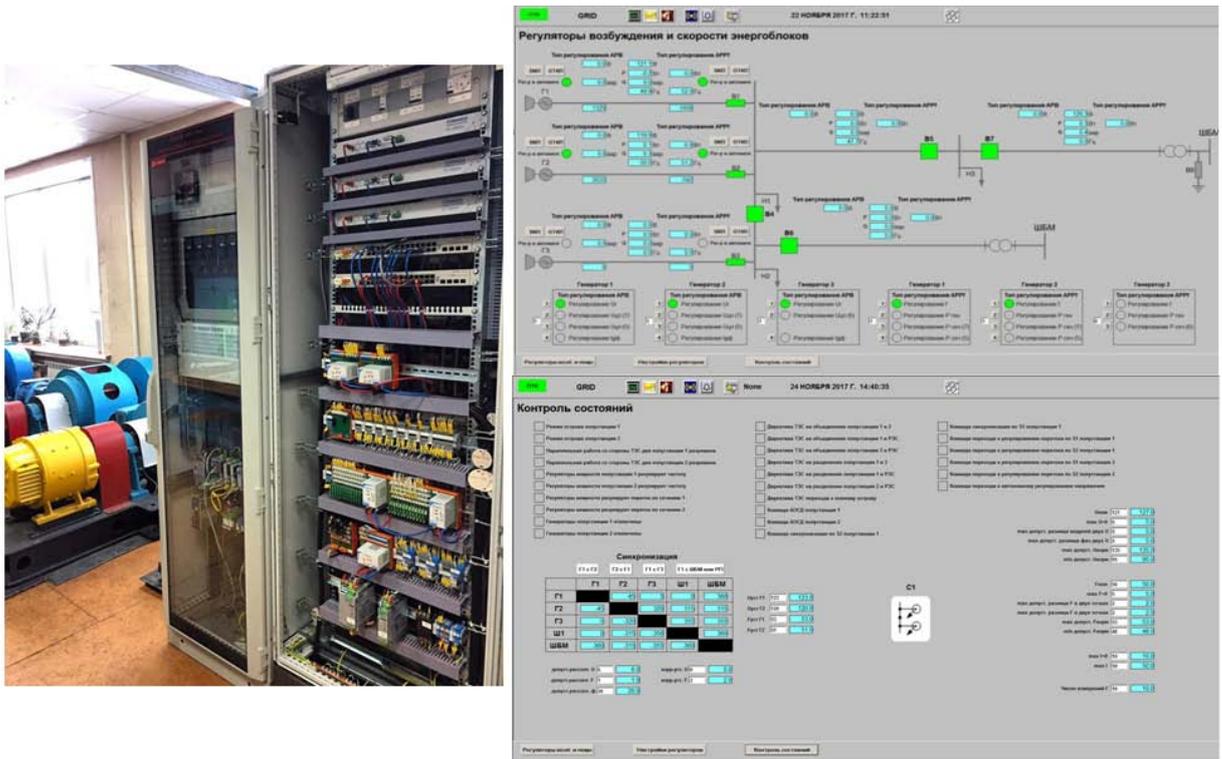


Рисунок 4.11 – Прототип автоматики (левая стойка) и фрагмент интерфейса автоматики

4.4.2 Проверка работы агентного регулирования возбуждения и мощности энергоблоков ЛСЭ

Состав и порядок проведения испытаний автоматики в целом определен в таблице 4.5.

Таблица 4.5-Проверка функционала автоматики

№	Проверка и испытание	Способ	Требуемые (желаемые) свойства или параметры	Источник или причины
1	Перевод генератора из горячего резерва в состояние готовности к синхронизации или несения нагрузки	Включение регуляторов скорости и возбуждения на вращающемся на пониженных оборотах энергоблоке	Вывод скорости вращения и напряжения генератора на заданные уставками параметры с допустимым отклонением	Стандарт IEEE 1547-2003 (допустимые разницы напряжения и частоты при синхронизации генераторов)
2	Допустимость статизма первичного регулирования напряжения и скорости вращения энергоблоков	Включение нагрузки на шины холостого генератора при включенных регуляторах	Статизм менее 3%	Минимальный статизм нормированного первичного регулирования скорости

		возбуждения и скорости вращения		(Стандарт СО ЕЭС по нормам первичного нормированного регулирования частоты)
3	Синхронизация генераторов ЛСЭ, работающих без нагрузки, с шинами приемной энергосистемы (на модели с ШБМ или с удаленным центром питания) при значениях параметров из допустимой области (с одновременным включением группы выключателей)	Запуск активной автоматической синхронизации с заданными допустимыми рассогласованиями по частоте, напряжению и углу	Не превышение допустимых рассогласований параметров. Время синхронизации не более 20 с.	Стандарт IEEE 1547-2003 по допустимым разностям напряжения, частоты и взаимного угла при синхронизации генераторов (менее 0.1 Гц, 3% по напряжению, 10 град по углу)
4	Синхронизация нагруженных генераторов с ШБМ или с центром питания при значениях параметров из допустимой области	Запуск активной автоматической синхронизации с заданными допустимыми рассогласованиями по частоте, напряжению и углу	Не превышение допустимых рассогласований параметров. Время синхронизации не более 20 с.	Стандарт IEEE 1547-2003 по допустимым разностям напряжения, частоты и взаимного угла при синхронизации генераторов
5	Синхронизация генераторов ЛСЭ, работающих без нагрузки, между собой при значениях параметров из допустимой области (с одновременным включением группы выключателей и нагрузки)	Запуск активной автоматической синхронизации с заданными допустимыми рассогласованиями по частоте, напряжению и углу	Не превышение допустимых рассогласований параметров. Время синхронизации не более 20 с.	Стандарт IEEE 1547-2003 (допустимые разности напряжения, частоты и взаимного угла при синхронизации генераторов)
6	Управление составом включенного генерирующего оборудования при изолированной работе ЛСЭ	Подключение и отключение дополнительной нагрузки с превышением допустимой загрузки работающих генераторов	Автоматически вводятся в работу с синхронизацией и заданным распределением нагрузки дополнительные генераторы при перегрузке работающих	Функциональные требования к режимной автоматике.

			генераторов или выводятся из работы лишние генераторы при снижении нагрузки.	
7	Управление загрузкой заданных сечений сети и выбор сечений для регулирования перетока.	Изменение уставок передаваемой по сечениям сети мощности. Переключение заданий на регулирование мощности по разным сечениям сети.	Автоматическая обработка заданий по выдаваемой мощности во внешнюю сеть, выбор сечений для регулирования перетока.	Функциональные требования к режимной автоматике.
8	Автооператорный перевод ЛСЭ из режима параллельной работы в автоном.	Ввод запрета параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью в режиме параллельной работы.	Правильность действий автооператора при обработке макрозаданий на реконфигурацию схемы и режимов работы ЛСЭ и автоматики.	Функциональные требования к автооператору автоматики.
9	Автооператорный перевод ЛСЭ из режима автономной работы в режим параллельной работы с внешней электрической сетью	Отмена запрета параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью в режиме автономной работы.	Ввод запрета параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью в режиме параллельной работы.	Функциональные требования к автооператору автоматики.
10	Быстродействующее и селективное срабатывание пускового органа противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного деления	Осуществление оперативных действий в ЛСЭ. Создание симметричных и несимметричных к.з. в электрической сети разной электрической удаленности.	Требуемое быстродействие противоаварийного опережающего деления сети, чувствительность и селективность работы противоаварийной автоматики АОСД.	Сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети за время менее 0.1 с. Время срабатывания ПО менее 20 мс.

Испытание регуляторов напряжения

Цель – проверить правильность работы, соответствие статизма регулирования требуемым характеристикам.

Способы проверки:

- Ввод в работу регуляторов генераторов в конце этапа их начального пуска (Проверка вывода регуляторами напряжения и частоты к значениям, близким к заданным уставкам).
- Подключение разных по мощности нагрузок к генераторам с получением статических изменений напряжения и частоты, построением статических характеристик и проверкой статизма на соответствие требуемой величине.
- Регистрация переходных процессов при включении регуляторов, подключении нагрузок с проверкой отсутствия самораскачивания и оценкой времени затухания переходного процесса.
- Включение пары генераторов с нагрузкой на параллельную работу с сетью с переводом регуляторов одного из генераторов в режим регулирования перетока и тангенса ϕ при ручном изменении режима второго генератора. Регистрация процессов и проверка соответствия характеристик регулирования требуемым.

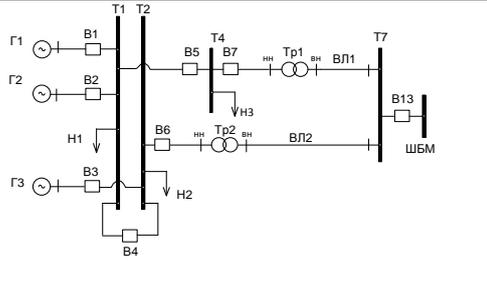
Опыты предусматривали включение нагрузки Н2 ($P_{нагр} = 1.08$ кВт при номинальном напряжении) на шины холостого генератора при отключенных и включенных регуляторах возбуждения и скорости вращения. Регулирование осуществлялось ПИ регуляторами.

В опыте 2.1. Регуляторы отключены (рисунок 4.12).

В опыте 2.2. Регуляторы включены (рисунок 4.13).

Состояние схемы модели ЛСЭ до и после включения нагрузки Н2 на генератор представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6-Топологическое состояние схемы при включении генератора

Режим сети	Схема сети
<p>Исходно Г1 работает на холостом ходу</p> <p>В опыте 2.1. Регуляторы возбуждения и скорости отключаются после включения генератора и выхода параметров на уставочные значения</p> <p>В опыте 2.2. Регуляторы не отключаются</p>	

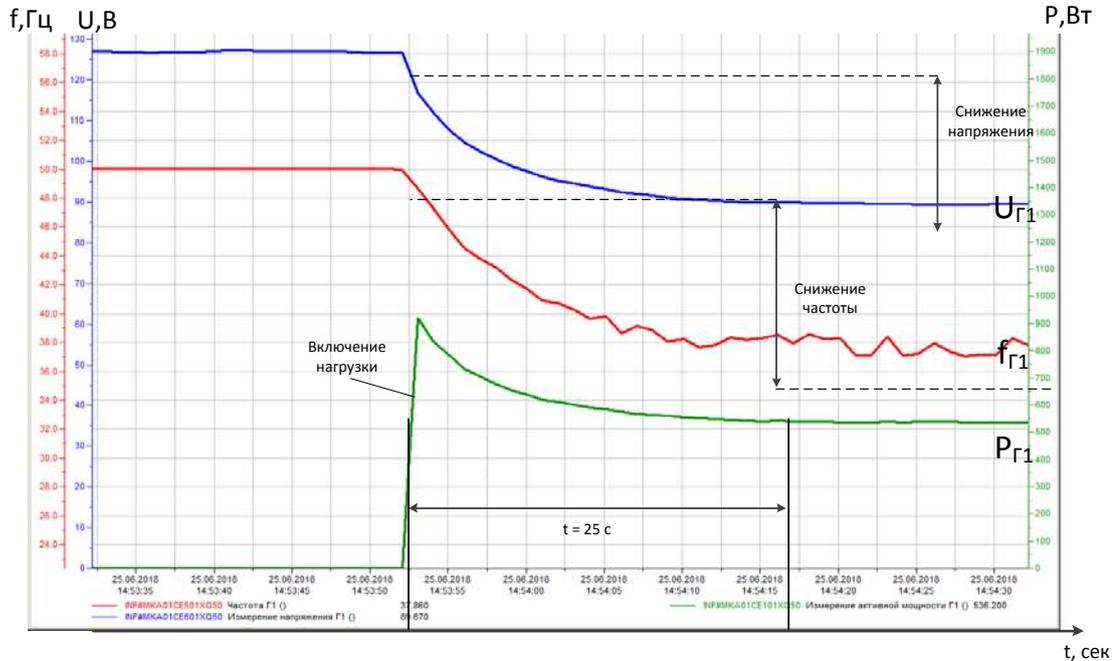
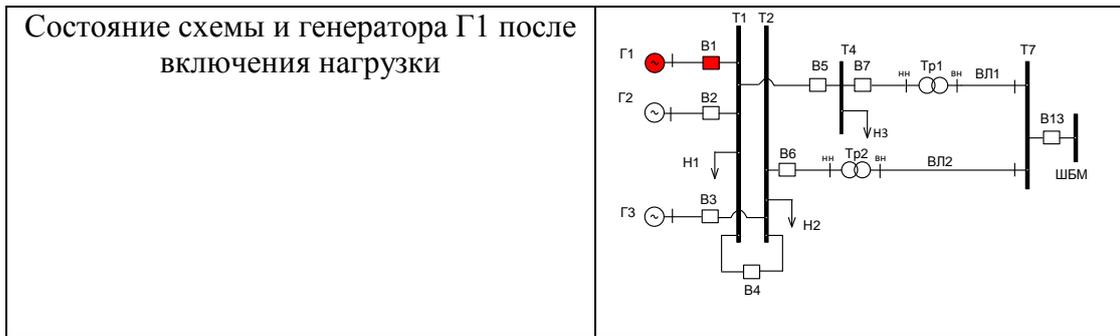


Рисунок 4.12 - Осциллограмма опыта 2.1

Основные результаты опыта 2.1:

Статизм по напряжению в относительных единицах ($U_{ном} = 127 \text{ В}$, $P_{ном \Gamma 1} = 3 \text{ кВт}$) - 0,95

Статизм по частоте в относительных единицах - 0,79

Вывод – нерегулируемый энергоблок обладает недопустимыми статизмами по напряжению и частоте.

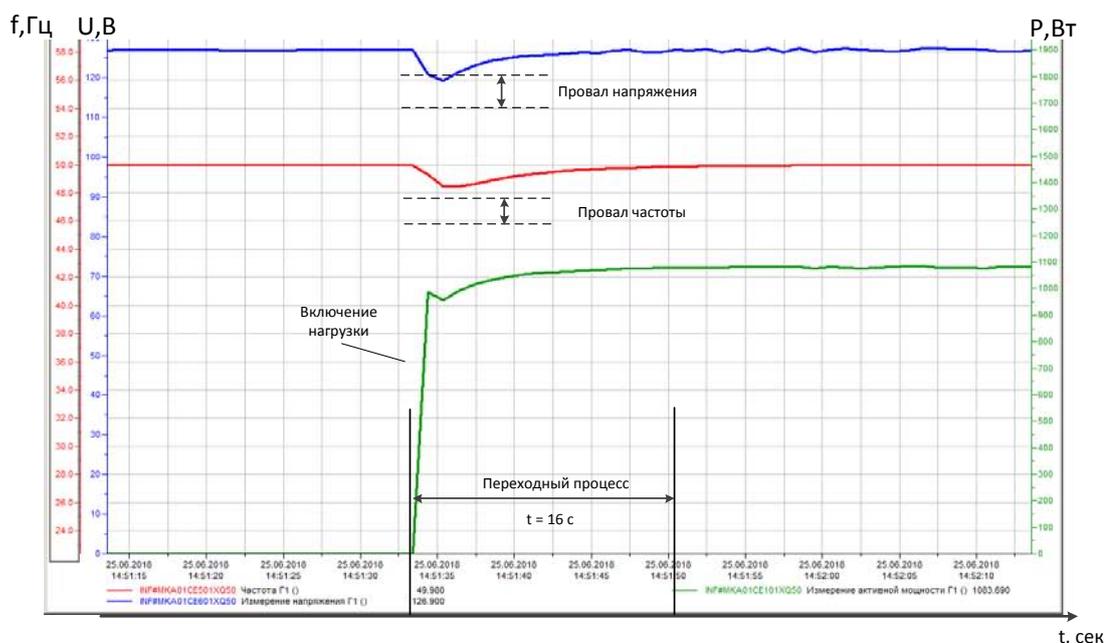


Рисунок 4.13 - Осциллограмма опыта 2.2

Основные результаты опыта 2.2:

Время завершения переходного процесса – 16 с

Провал напряжения – 7 В (5,5 %)

Провал частоты – 1,5 Гц (3 %)

Статизм регулирования напряжения и частоты – 0 %

Вывод – регулируемый энергоблок обладает нулевыми статизмами по напряжению и частоте, высоким качеством регулирования, показатели с запасом удовлетворяют существующим требованиям.

Переходные процессы в циклах включения/отключения нагрузки, пусках энергоблока

Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении без регулирования возбуждения и скорости (АРВ, АРС отключены), представлен на рисунке 4.14.

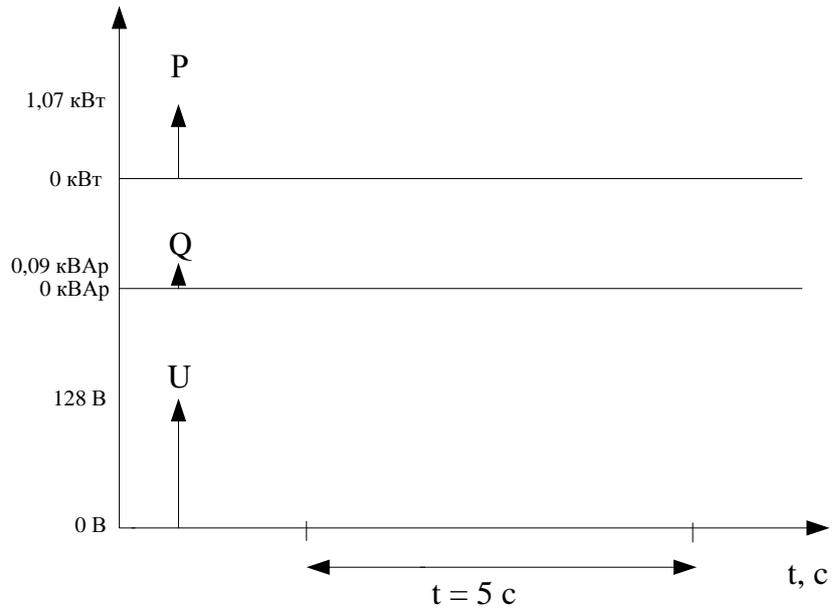


Рисунок 4.14 - Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении, $P_0 = 1,07 \text{ кВт}$, $Q_0 = 0,09 \text{ кВАр}$, $U = 128 \text{ В}$

Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении при отключенном АРВ (АРС включен) представлен на рисунке 4.15.

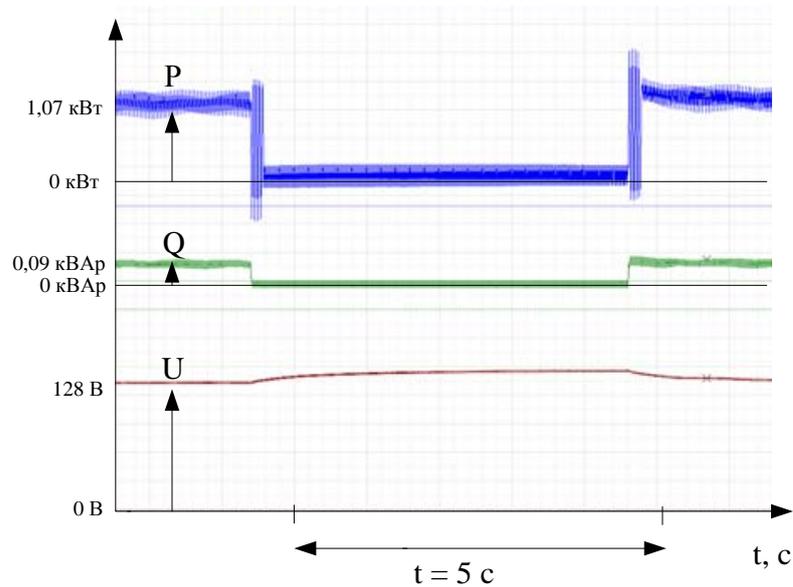


Рисунок 4.15 - Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении, $P_0 = 1,07 \text{ кВт}$, $Q_0 = 0,09 \text{ кВАр}$, $U_0 = 128 \text{ В}$

Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении с работающими регуляторами (АРВ, АРС включены (АРМ работает в режиме АРС)) представлен на рисунке 4.16.

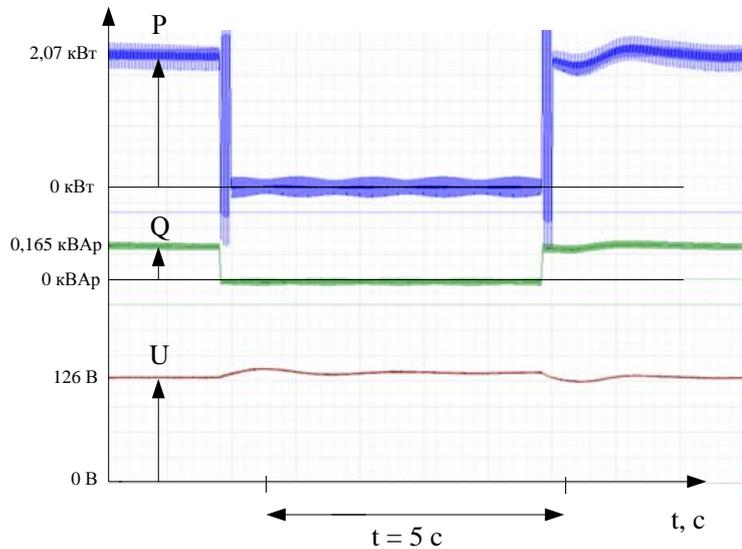


Рисунок 4.16 - Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении для генератора с работающими регуляторами, $P_0 = 2,07$ кВт, $Q_0 = 0,165$ кВАр, $U_{уст} = 130$ В

Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении с работающими регуляторами (АРВ, АРС включены (АРМ работает в режиме АРС)) представлен на рисунке 4.17.

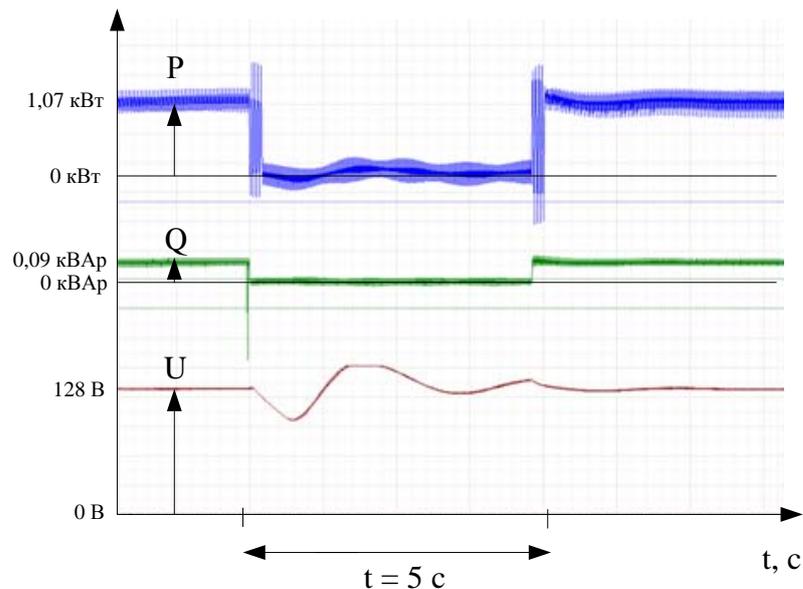


Рисунок 4.17 - Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении, $P_0 = 1,07$ кВт, $Q_0 = 0,09$ кВАр, $U_{уст} = 130$ В

Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении с отключенным АВВ (АРС включен (АРМ работает в режиме АРС)) представлен на рисунке 4.18.

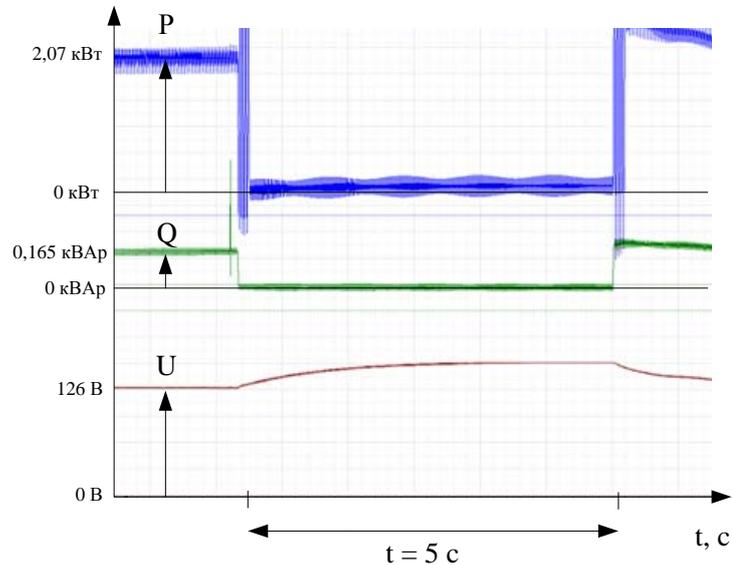


Рисунок 4.18 - Переходный процесс при отключении нагрузки генератора и ее повторном включении, $P_0 = 2,07$ кВт, $Q_0 = 0,165$ кВАр, $U_0 = 126$ В

Переходный процесс при включении (запуске) регулируемого генератора с нагрузкой (АРВ, АРС включены (АРМ работает в режиме АРС)) представлен на рисунке 4.19.

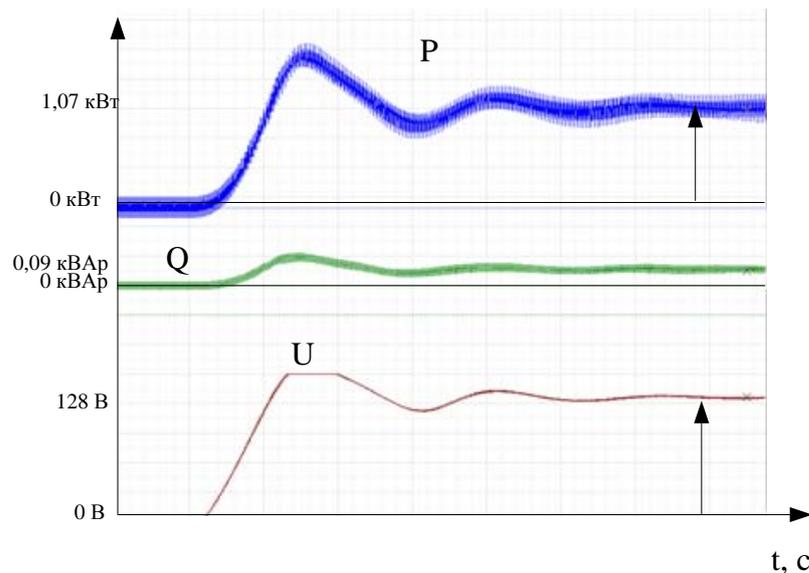


Рисунок 4.19 - Переходный процесс при запуске нагруженного генератора с включенными регуляторами (с максимальными начальными напряжениями в цепях управления АРВ и АРС), $P_{\text{НОМ}} = 1.07$ кВт, $Q_{\text{НОМ}} = 0.09$ кВАр

Выводы

Идеология мультиагентного регулирования применима не только для регулирования напряжения в электрических сетях, но и для решения более комплексной задачи, а именно мультиагентного управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией.

Задача агентного регулирования напряжения в составе комплексной системы управления режимами ЛСЭ исследована на примере характерного объекта, для которого создана и прошла испытания автоматика режимного и противоаварийного управления параллельной работы с сетью.

Работоспособность и эффективность агентного управления, в т.ч. регулирования напряжения, подтверждена экспериментально на физической модели ЭЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В диссертационной работе предложена структура агентного регулятора мультиагентной системы регулирования напряжения в электрических сетях с РМГ и управляемыми средствами компенсации реактивной мощности и обоснована необходимость интеллектуального (экспертного) блока в его составе, обеспечивающего принятие решений с учетом взаимодействия агентов одноуровневой МАС;

2. Предложен принцип построения МАС, реализующей децентрализованное управление режимом напряжений в электрических сетях с множеством распределенных управляемых компенсаторов реактивной мощности и распределенной малой генерацией;

3. Разработаны правила и алгоритмы координации, использующие минимальный обмен информации между агентами для компромиссного поведения локальных регуляторов;

4. Разработан и реализован алгоритм в среде ПВК RastrWin (написана программа макрос) моделирования и исследования МАС регулирования напряжения в электрических сетях;

5. Работоспособность МАС и разработанной программы проверены на примерах существующих электрических сетей. Результаты расчета соответствуют ожиданиям, как в части возможности и эффективности децентрализованного регулирования напряжения в электрических сетях, так и в части моделирования подобных систем путем модификации существующих вычислительных комплексов.

6. Алгоритмы агентного регулирования напряжения реализованы в автоматике комплексного управления режимами ЛСЭ при автономной и параллельной с внешней электрической сетью работе и проверены экспериментальной на физической модели конкретного объекта ЛСЭ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ААЭС	Активно-адаптивные электрические сети
АОД	Автоматика опережающего деления
АРВ	Автоматический регулятор возбуждения
АРС	Автоматический регулятор скорости
АСКУЭ	Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии
АЭС	Автоматизированные электроэнергетические системы
БД	База данных
БЗ	База знаний
ВЛ	Воздушная линия
ВН	Высокое напряжение
ГПУ	Газопоршневая установка
ГТУ	Газотурбинная установка
ЕЭС	Единая энергетическая система
ИУ	Интеллектуальное управление
ИЭС	Интеллектуальная электроэнергетическая система
КЛ	Кабельная линия
КУ	Компенсирующие устройства
ЛР	Локальный регулятор
ЛЭП	Линия электропередачи
МАС	Мультиагентная система
МАР	Мультиагентное регулирование
МАРН	Мультиагентное регулирование напряжения
МГ	Малая генерация
МГЭС	Малая гидроэлектростанция
МУ	Методические указания по устойчивости энергосистем
НР	Нормальный режим
НН	Низкое напряжение

ПБВ	Устройство переключения без возбуждения
ПВК	Программно-вычислительный комплекс
ПН	Преобразователь напряжения
ПС	Подстанция
Р	Реактор
РГ	Распределенная генерация
РЗ	Релейная защита
РМГ	Распределенная малая генерация
РП	Распределительный пункт
РПН	Устройство регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой
РУ	Распределительные устройства
РЭС	Распределительная электрическая сеть
СГ	Синхронный генератор
СО	Системный оператор
СТК	Статический тиристорный компенсатор
СК	Синхронный компенсатор
СКРМ	Средства компенсации реактивной мощности
ШБМ	Шины бесконечной мощности
ШР	Шунтирующий реактор
ЦМ	Цифровая модель
ЦП	Центр питания
ЦС	Централизованная система
ЭДС	Электродвижущая сила
ЭС	Электрическая сеть
ЭЭС	Электроэнергетическая система
FACTS	Flexible alternative current transmissions systems
SG	Smart Grid
WAMS	Wide area measurement system

СПИСОК ТЕРМИНОВ

Агент (интеллектуальный агент) - интеллектуальный регулятор напряжения, действующий в узле электрической сети в интересах одного из субъектов осуществляемого совместно процесса и подчиняющийся единым для всех агентов системным правилам МАС.

Агент мультиагентной системы (МАС) регулирования напряжения - простой или двойной агент МАС регулирования напряжения в электрической сети. Простой агент (регулятор) действует по правилам и в целях сетевой компании. Двойной агент действует по правилам сетевой компании, но в интересах иных субъектов.

Базовый агент – агент, в контролируемом районе которого произошло пороговое повышение/снижение напряжения, инициирующий действия МАС.

Запрос помощи – сообщение агента смежным агентам, содержащее запрос о помощи.

Контролируемый район – прилегающий к агенту район сети с контролируемым по локальным параметрам режимом напряжения.

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.

Мультиагентная система (МАС) регулирования напряжения – полное множество агентов, осуществляющих децентрализованное регулирование напряжения в электрической сети.

Многосвязанная электрическая сеть – электрическая сеть, режим напряжения которой децентрализованно регулируется множеством агентов области влияние которых пересекаются.

Область регулирования - прилегающий к агенту район сети с существенными реакциями напряжений на вводимые агентом управляющие воздействия.

Правило – формализованная причина - следственная связь, входящая в экспертную базу агента.

Разрешение/запрет – сообщение, направляемое агентом в ответ на запрос, содержащее разрешение или запрет действий по запросу, подтверждение или отказ в готовности оказать помощь.

Распределенная малая генерация – источники электроэнергии ограниченной мощности (от нескольких кВт до 25 МВт), подключенные к шинам распределительной подстанции, в том числе 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 или действия которого имеют существенное влияние на режим контролируемого района базового агента.

Системная база правил – общая для всех агентов МАС часть их баз правил, определяющая ее целость.

Специфическая база правил – часть базы правил агента, определяющая его действия по реализации управления на конкретных устройствах регулирования напряжения и реактивной мощности.

Уведомление – сообщение агента смежным агентам о классе состояния своей зоны контроля и характере планируемых действий.

Участник – агент, участвующий в процессе регулирования напряжения, инициированного базовым агентом.

Smart Grid - концепция интеллектуальной электроэнергетической системы, которая базируется на внедрении инновационных технологий и решений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ананичева, С.С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах [Текст]: учебное пособие, 3-е изд., испр. / С.С. Ананичева. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2012. - 93 с.
2. Веников, В.А. Электрические системы. Электрические сети [Текст] / В.А. Веников, В.А. Строев. - Москва : Высшая школа, 1998. – 125 с.
3. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах [Текст] / В.А. Веников [и др.]. – Москва : Энергоатомиздат, 1985. – 214 с.
4. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети [Текст]: учебник для вузов / В.И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
5. Лыкин, А.В. Распределительные электрические сети [Электронный ресурс] : электронное учебное пособие. – Новосибирск, 2011.
6. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети [Текст] / А.В. Лыкин. – Москва : Логос, 2008. – 162 с.
7. Маркушевич, Н.Г. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии [Текст] / Н.Г. Маркушевич. - Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 210 с.
8. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы [Текст]: учебное пособие для вузов / Н.А. Мельников. – Москва : Энергия, 1975. – 46 с.
9. Михалков, А. В. Что нужно знать о регулировании напряжения [Текст] / А.В. Михалков. – Москва : Энергия, 1971. – 56 с.
10. Распределительные энергетические системы: концепция, технологии, воплощение [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.bpscenergy.ru.
11. Правила регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности [Электронный ресурс] / Сайта ОАО «СО ЕЭС». – Режим доступа www.so-ups.ru.

12. Распопов, Е.В. Электрические системы и сети. Качество электроэнергии и его обеспечение [Текст]: конспект лекций / Е.В. Распопов. – Ленинград : СЗПИ, 1990. – 48 с.

13. Шевляков, В.И. Перспективы развития распределительных электрических сетей [Текст] / В.И. Шевляков // Энергия России. - 2008. - № 7 (14). – С. 32-36.

14. Батюк, И. Важная задача энергосбережения снижение потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / И. Батюк // Вестник электроэнергетики. – 2000. - № 1 (1). – С. 21-25.

15. Регулирование напряжения в распределительных сетях [Текст] / А.А. Федоровский // VI научная конференция Тамбовского государственного технического университета. - 2011.

16. Люгмайер, А. Новаторские концепции регулирования напряжения для действующих распределительных систем [Текст] / А. Люгмайер. – Загреб : 2007. – 26 с.

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

18. Рассел, С. Искусственный интеллект: современный подход [Текст] 2-е изд.: пер. с англ. / С. Рассел, П. Норвиг. – Москва : Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1408 с.

19. Распределенная генерация в электроэнергетических системах [Текст] / Н.И. Воропай // Международная научно-практическая конференция «Малая энергетика - 2005». - 2005.

20. Интеллектуальные сети (*Smart Grid*) и энергоэффективность [Текст] / Материалы конференции компании *General Electric*. – Москва : 2010.

21. *SMART GRID CONCEPT FOR UNIFIED NATIONAL ELECTRICAL NETWORK OF RUSSIA [Text]* / Ю.И. Моржин, Ю.Г. Шакарян, Ю.Н. Кучеров, Н.И. Воропай, С.Н. Васильев, И.Б. Ядыкин // *Preprints of proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011, Manchester Dec. 5-7 2011. Manchester, GB: IEEE, The University of Manchester, 2011. Panel session 5D. - P. 1-5.*

22. Анализ влияния распределенной генерации на свойства ЭЭС [Текст] / П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская, Д.А. Чечушков. // Объединенный симпозиум, 30 августа - 2 сентября. Иркутск, Россия. – 2010.

23. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активной-адаптивной сетью [Текст] / ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

24. 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.).

25. Илюшин, П.В. Возможность обеспечения надежного электро-снабжения потребителей от объектов распределенной генерации. [Электронный ресурс] / П.В. Илюшин. Режим доступа: http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/cb_rus - статья в интернете.

26. Воропай, Н.И. Предпосылки и перспективы развития распределенной генерации в электроэнергетических системах [Текст] / Н.И. Воропай // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сб. докл. Всерос. н.-т. конф. – Благовещенск. - 2005.

27. Нудельман, Г.С. Исследование режимов электроэнергетических систем с распределенной генерацией [Текст] / 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. - С. 1-8.

28. Воропай, Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы [Текст] / Н.И. Воропай // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2011. - № 3 (20). – С.11-16.

29. Кобец, Б.Б. *Smart Grid* как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом [Текст] / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Огороков // Энергоэксперт. – 2010. – №2. – С. 52-58.

30. Кослин, М.Ю. Система автоматического регулирования напряжения в кластере Эльгауголь [Текст] / М.Ю. Кослин. – Москва : Энергия, 2010. – 37 с.

31. Автоматизация регулирования напряжения в распределительных сетях [Текст] / Я.Д. Баркан; под ред. Мельникова Н.А. – Москва : Энергия, 1971. – 231 с.

32. Довгалюк, О.Н. Повышение эффективности регулирования напряжения в распределительных электрических сетях с учётом качества электрической энергии [Текст] / О.Н. Довгалюк, Н.М. Черемшин // Вестник Приазовского технического университета. - 2005. - № 4 (11). – С. 16-18.

33. Идельчик, В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем [Текст] / В.И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

34. Волошин, А.А. Системы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанций и подстанций [Текст] / А.А. Волошин, А.А. Косарев, Е.Г. Косарева, В.В. Костенко, В.Н. Лазепов, М.В. Лисицын. // Электрические станции. – 2007. - №4. – С. 42-43.

35. Волошин, А.А. Адаптивная система автоматического управления средствами компенсации реактивной мощности подстанций [Текст] / А.А. Волошин // Электрические станции. - 2009. - №4. – С. 34-35.

36. Волошин, Е.А. Опыт разработки и задачи перспективного развития систем автоматического управления средствами компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения [Текст] / Е.А. Волошин, А.А. Волошин // Энергетик. - 2013. - № 6. - С. 41-43.

37. Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий [Текст] / В.И. Кочкин, О.П. Нечаев. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 248 с.

38. Туликов, А.Н. Управление режимами реактивной мощности и напряжением систем электроснабжения предприятий методами искусственного интеллекта : дис. канд. техн. наук. – Красноярск: СФУ, 2012. - 169 с.

39. Пешков, М. В. Разработка и исследование системы управления статическим компенсатором реактивной мощности типа СТАТКОМ для электроэнергетических систем : дис. канд. техн. наук. – Москва: МГУ, 2009. - 158 стр.

40. Полудницын, П.Ю. Разработка законов регулирования управляемых шунтирующих реакторов для улучшения устойчивости электроэнергетической системы : дис. канд. техн. наук. – Москва: МГУ, 2009. - 118 стр.

41. Жмак, Е.И. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах на основе нечеткой логики : дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: НГУ, 2004. - 120 стр.

42. Шакарян, Ю.Г. Технологическая платформа *SMART GRID* (основные средства) [Текст] / Ю.Г. Шакарян, Н.Л. Новиков // Энергоэксперт – 2009. - №4. – С. 11-15.

43. Режимы децентрализованного функционирования в энергетических распределительных системах с распределёнными энергоресурсами (коллективный документ) [Текст] / Н. Хаджсаид, Р. Кайре, Б. Райсон. Общее собрание сообщества по вопросам энергетики Института инженеров электротехники и электроники - 2009, 26–30 июля 2009 г., Альберта (Канада).

44. Хаджсаид, Н. Энергосистемы будущего: интеллектуальные сети [Текст] / Н. Хаджсаид, Ж.К. Сабоннадьер, Ж.П. Ангелье // *REE*. – 2010. - №1 (1) - С. 96–110.

45. Хаджсаид, Н. Распределение электроэнергии в условиях децентрализованного производства. Издательство «Hermes», ISBN 978-2-7462-2218-2, 2010 г.

46. Хаджсаид, Н. Энергетические распределительные сети: от децентрализованного производства к интеллектуальным энергосистемам. Издательство «Hermes», ISBN 978-2-7462-2992-1, 2010 г.

47. Городецкий, В. Многоагентные системы: современное состояние исследований и перспективы применения [Текст] / Новости искусственного интеллекта. 1996.

48. Бахтазаде, Н. Н. Мультиагентный подход к разработке систем управления интеллектуальной электроэнергетической системой с активно-адаптивной сетью [Текст] / Н.Н. Бахтазаде, И.Б. Ядыкин, Е.М. Максимов. – Москва : Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2012. – 136 с.

49. Волошин, А.А., Анализ возможностей применения мультиагентных систем для задач автоматического управления в энергосистемах [Текст] / А.А. Волошин, А.В. Жуков // Релейная защита и автоматика энергосистем: Сб. докл. XXII науч.-практ. конф. – Москва : 2014. - С. 256-263.

50. Волошин, А.А. Применение мультиагентных систем в электроэнергетике за рубежом и в России. Часть 1-3 [Текст] / А.А. Волошин, А.В. Жуков, И.Л. Архипов // Вести в электроэнергетике. – 2016. - №№ 2-4.

51. *A multi-agent approach to distribution system restoration [Text] / Nagata T., Tao Y., Kimura K., Sasaki H., and Fujita H. // Vol. 2, July 2004, pp. II-333–II-336 vol.2.*

- 52.** *Building multi-agent systems for power engineering applications [Text]* / Arthur S. Mc., Davidson E., and Catterson V. // *Power Engineering Society General Meeting. -2006. - IEEE. June 2006. – P. 7.*
- 53.** *Multi-agent system for islanded operation of distribution systems [Text]* / Solanki J. and Schulz N. // 29 2006-Nov. 1 2006, - P. 1735–1740.
- 54.** *Services for Situation Aware Control of Power Systems with Distributed Generation [Text]* / Saleem A., Heussen K., and Lind M. // *Agent in IEEE Power and Energy Society General Meeting. - 2009. – P. 228*
- 55.** *Agent-Based Control Framework for Distributed Energy Resources Microgrids [Text]* / Jiang Zhenhua // *Intelligent Agent Technology, 2006. IAT '06. IEEE/WIC/ACM International Conference. – Hong Kong, 2006. – P. 646–652. DOI: 10.1109/IAT.2006.27.*
- 56.** *Farag, H.E. Voltage regulation in distribution feeders with high DG penetration: From traditional to smart [Text]* / H.E. Farag and E.F. El-Saadany // *IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2011. - P. 1-8.*
- 57.** *Feigin, L. Z., Levinson S.V., Klavsutis D.A. «Method and Apparatus for Regulating Voltage», U.S. Patent № 7 816 894 B2, filing date 06.20.2007 date of publication – October 19.2010.*
- 58.** *Hiscock, N. Voltage Regulation at Sites With Distributed Generation [Text]* / N. Hiscock, G. Hazel and J. Hiscock // *Ieee transactions on industry applications, march/april 2008. - vol. 44, no. 2*
- 59.** *Jennings, N. Agent-based control systems: Why are they suited to engineering complex systems [Text]* / N. Jennings and S. Bussmann S. // *Control Systems Magazine, IEEE, vol. 23, no. 3, pp. 61–73, June 2003.*
- 60.** *Abri, R.S.A. Distributed Generation placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system [Text]* / R.S.A. Abri, E.F. El-Saadany, and Y.M. Atwa // *in Proc. Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS). 2011.*

- 61.** Ruchi, Gupta. *A Multi-Agent Framework for Operation of a Smart Grid [Text]* / Ruchi Gupta, Deependra Kumar Jha, Vinod Kumar Yadav, Sanjeev Kumar // *Energy and Power Engineering*. – 2013. – № 5. – P.1330–1336.
- 62.** Samadi, A. *Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids With PV Systems [Text]* / A. Samadi, R. Eriksson, L. Söder, B. G. Rawn, and J. C. Boemer // *in IEEE Transactions on Power Delivery*, June 2014. - vol. 29, no. 3. - pp. 1454-1464.
- 63.** Martini, L. *ELECTRA IRP approach to voltage and frequency control for future power systems with high DER penetration* / L. Martini, L. Radaelli, H. Brunner, C. Caerts, A. Morch, S. Hanninen, and C. Tornelli. // *In Proceedings of 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Lyon. 2015.
- 64.** Olivier, F. *Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units [Text]* / F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst, and T. Van Cutsem // *in IEEE Transactions on Smart Grid*, March 2016. - vol. 7, no. 2. - pp. 926-936.
- 65.** Harmouch, F.Z. *Survey of multiagents systems application in Microgrids [Text]* / F.Z. Harmouch, N. Krami, D. Benhaddou, N. Hmina, E. Zayer, and E.H. Margoum // *2016 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)*, Tangiers, 2016, pp. 270-275.
- 66.** Chen, M. *Distributed Negotiation in Future Power Networks: Rapid Prototyping Using Multi-agent System [Text]* / M. Chen, M.H. Syed, E. G. Sansano, S.D.J. McArthur, G.M. Burt, and I. Kockar // *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Ljubljana, Slovenia, 2016.
- 67.** Yorino, N. *An Optimal Autonomous Decentralized Control Method for Voltage Control Devices by Using a Multi-Agent System* / N. Yorino, Y. Zoka, M. Watanabe, T. Kurushima // *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015.
- 68.** Minjiang, Chen. *Design of a Multi-Agent System for Distributed Voltage Regulation [Text]* / Minjiang Chen, Dimitrios Athanasiadis, Badr Al Faiya, Stephen McArthur, Ivana Kockar, Haowei Lu, Francisco de Leon // *IEEE*

Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), San Antonio, TX, USA, 2017.

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

70. Мукатов, Б.Б. Управление разделением и восстановлением сети с использованием экспертных технологий : дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: НГТУ, 2017. – 178 с.

71. Исмаилов, С.Т. Регулирование напряжения на подстанциях распределительной электрической сети с контролем режима прилегающего района : автореф. дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: НГТУ, 2014. – 20 с.

72. Мукатов, Б.Б. Исследование реконфигурации электрических сетей с распределенной генерацией в аварийных режимах [Текст] / А.Г. Фишов, И.А. Ефремов, Б.Б. Мукатов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2014. – № 4 (25). – С. 90–103.

73. Исмаилов, С.Т. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями [Текст] / С.Т. Исмаилов, С.С. Труфакин, А.Г. Фишов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 4-я Междунар. науч.-техн. конф. (Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.). - Екатеринбург, 2013. - С. 99–100.

74. Исмаилов, С.Т. Моделирование и анализ эффективности регулирования напряжения в электрической сети с распределенной генерацией [Текст] / С.Т. Исмаилов, А.Г. Фишов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2014. - № 1-2. - С. 302–305.

75. Мукатов, Б.Б. Обеспечение живучести энергосистем при развитии распределенной генерации [Текст] / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Вестник Алма-атинского университета энергетики и связи. – 2013. – № 4 (23). – С. 6–15.

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

77. Мукатов, Б.Б. Особенности обеспечения надежности электроснабжения в изолированно работающих энергосистемах с малой генерацией [Текст] / Б.Б. Мукатов, Н.А. Карджаубаев, А.Г. Фишов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2015. – № 4 (29). – С. 94–104.

78. Карпов, Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях [Текст] / Ф.Ф. Карпов. – Москва : Энергия, 1975. – 182 с.

79. Кобылин, В.П. Методы регулирования напряжения протяженных линий электропередачи в условиях холодного климата [Текст] / В.П. Кобылин, Р.П. Ли Фир Су, А.В. Кобылин. – Якутск : Институт физико-технических проблем Севера СО РАН.

80. Кослин, М.Ю. Система автоматического регулирования напряжения в кластере Эльгауголь [Текст] / М.Ю. Кослин. - 2010.

81. Кузнецов, В.Г. Повышение качества электрической энергии [Текст] / В.Г. Кузнецов. - К. : 1978. - С. 24-31.

82. Чершова, В.О. Контроль устойчивости узлов двигательной нагрузки электрических сетей в режиме реального времени : дис. канд. техн. наук. - Новосибирск: НГТУ, 2016. - 136 с.

83. Тутундаева, Д.В. Мониторинг допустимости послеаварийных режимов электроэнергетических систем : дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: НГТУ, 2011. – 209 с.

84. Шиллер, М.А. Контроль устойчивости режимов электрических сетей с распределённой генерацией : дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: НГТУ, 2015 – 156 с.

85. Ядыкин, И.Б. Мультиагентная система иерархического управления режимом электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью [Текст] / 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.

86. Тазин, В.О. Использование мультиагентных технологий для решения задач адаптивной автоматики оперативной блокировки управления разъединителями и заземляющими ножами на ПС 110 — 750 кВ. [Текст] / В.О. Тазин, А.А. Волошин, Б.К. Максимов // Вестник МЭИ. – 2015. - №6. – С. 3-6.

87. Карджаубаев, Н. А. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях = *Multiagent voltage regulation in distribution line* [Текст]/ Н. А. Карджаубаев // Электроэнергетика глазами молодежи-2016: материалы 7 междунар. науч.-техн. конф., 19–23 сент. 2016 г., Казань: в 3 т. – Казань : Казань. гос. энерг. ун-т, 2016. - Т. 3. – С. 222-225. - 50 экз. - ISBN 978-5-89873-462-6.

88. Фишов, А. Г. Децентрализация регулирования напряжения в электрических сетях = *Decentralization control of voltage in electrical networks* [Текст] / А. Г. Фишов, Н. А. Карджаубаев // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы 8 междунар. науч.-техн. конф., Самара, 2 – 6 окт. 2017 г. В 3 т. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. - Т. 3. - С. 173-176. - 60 экз. - ISBN 978-5-7964-2030-0.

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

90. База данных - коллектив авторов. Конспект лекции <http://profilib.com>

91. Назначение экспертных систем. <http://fhoster.ru>

- 92.** Дейт, К.Дж. Введение в системы баз данных [Текст]: 6-е издание / К.Дж. Дейт. – Москва ; СПб. : ИД «Вильямс», 2000. – 848 с.
- 93.** Калабухов, Е.В. Базы данных, знаний и экспертные системы [Текст]: курс лекций / Е.В. Калабухов. – Минск : 2017г. – 290 с.
- 94.** Гаврилова, Г.А. Базы знаний интеллектуальных систем [Текст] / Г.А. Гаврилова, В.Ф. Хорошевский. – СПб.: Питер, 2000. – 384 с.
- 95.** Подготовка материалов для разработки новых «Методических указаний по устойчивости энергосистем». Методические указания по устойчивости энергосистем: отчет о НИР (заключительный) [Текст] / ОАО «НИИПТ»; рук. Кощев Л. А.; исполн.: Шлайфштейн В. А. [и др.]. – СПб.: 2007. – 56 с.
- 96.** РД 153-34.0-15.501-00 «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1 Контроль качества электрической энергии» [Текст] 2000г.
- 97.** РД 153-34.0-15.501-00 Проблемы регулирования напряжения в распределительных электрических сетях по условиям обеспечения качества электрической энергии и снижения потерь электроэнергии [Текст]
- 98.** ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]
- 99.** Методические указания по устойчивости энергосистем. СО 15334.20.576-2003. утв. Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №277.
- 100.** 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.
- 101.** Пат. 2561915, H02J3/12. Способ регулирования напряжения узла электрической сети и узлов, прилегающих к нему [Текст] / С.Т. Исмоилов, А.Г. Фишов; заявитель и патентообладатель Новосибирский

государственный технический университет - 2014118182; заяв. 05.05.14; опубл. 10.09.15. - 7 с. Приоритет от 05.05.14, выдавшая страна: РФ, сведения об издании: Бюл.№ 25.

102. Фишов, А. Г. Компромиссное децентрализованное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и управляемой компенсацией реактивной мощности [Текст] / А. Г. Фишов, И. Л. Клавсуц, Д. А. Клавсуц // Электротехника. Энергетика. Машиностроение (ЭЭМ–2014) = Electrical engineering. Energy. Mechanical engineering (EEM–2014) : сб. науч. тр. 1 межд.. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 2-6 дек. 2014 г. В 3 ч. - Новосибирск : НГТУ, 2014. - Ч. 2. Секция "Энергетика". - С. 63-66. - ISBN 978-5-7782-2543-5, 978-5-7782-2545-9

103. Фишов, А.Г. Технологическое решение проблемы регулирования напряжения в распределенной энергетике [Текст] / А.Г. Фишов, И.Л. Клавсуц, М.В. Хайруллина, Д.А. Клавсуц, А.Б. Клавсуц // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2016. – Т.16, № 3. – С. 41–48. DOI: 10.14529/power160305

104. Исмоилов, С.Т. Распределенное регулирование режима напряжения электрической сети [Текст] / С.Т. Исмоилов // Вестник Таджикского технического университета им. акад. М.С. Осими. – 2014. - №1 (25). – С. 59-63.

105. Карджаубаев, Н.А. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях [Текст] / Н.А. Карджаубаев, А.Г. Фишов, Э. Эрдэнэбад // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: материалы 6-й Междунар. науч.-техн. конф. (Санкт-Петербург, 25–28 апреля 2017 г.). Санкт-Петербург, 2017.

106. Исмоилов, С.Т. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями [Текст] / С.Т. Исмоилов, С.С. Труфакин, А.Г. Фишов // 4-ая Международная научно-техническая конференция "Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем":

аннотации докладов, Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г. – Екатеринбург, 2013. – С. 99-100.

107. Веников, В. А. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети [Текст] / В. А. Веников [и д. р.] – Москва : Высшая школа, 1971. – 440 с.

108. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов [Текст] / С.А. Ульянов. – Москва : Энергия, 1970. – 529 с.

109. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах [Текст] / В.А. Веников. - Москва: Высшая школа, 1970. - 472 с.

110. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем [Текст] / П.С. Жданов. – Москва : Энергия, 1979. – 456 с.

111. Фишов, А.Г. Моделирование мультиагентного регулирования напряжения с контролем прилегающего района сети на основе косвенных измерений в электрических сетях с распределенной генерацией [Текст] / А. Г. Фишов, Р. Н. Хабибуллин // Электроэнергетика глазами молодежи: 5 междунар. науч.-тех. конф., Томск 10-14 нояб. 2014 г. : науч. тр.- Томск.2014 – Т. 1 – С.450-453. – 70 экз. – ISBN 978-5-87307-078-4.

112. Фишов, А. Г. Оценка эффективности концепций регулирования напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией [Текст] / А. Г. Фишов, Р. Н. Хабибуллин // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 5-я междунар. науч.-тех. конф., Сочи 1-5 июня 2015 г. : сборник докладов. - ISBN 978-5-9904681-2-2.

113. Казакул, А.А. П81 Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов [Текст] / А.А. Казакул. – Благовещенск : Амурский государственный университет, 2013. – 136 с.

114. *RastrWin3* - Документация пользователя [Электронный ресурс]: Официальный сайт разработчиков RastrWin. – режим доступа <http://www.rastrwin.ru/rastr/RastrHelp.php>.

115. *Karjaubayev, N.A. Multi-agent voltage control in multiconnected electric networks / A. G. Fishov, N. A. Karjaubayev, E. Erdenebat // 12 International forum on strategic technology (IFOST 2017) : proc., Korea, Ulsan, 31 May – 2 June 2017. – Ulsan, 2017. – Vol.1. - P. 246-250. - ISBN 978-1-5090-5703-0.*

116. 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.).

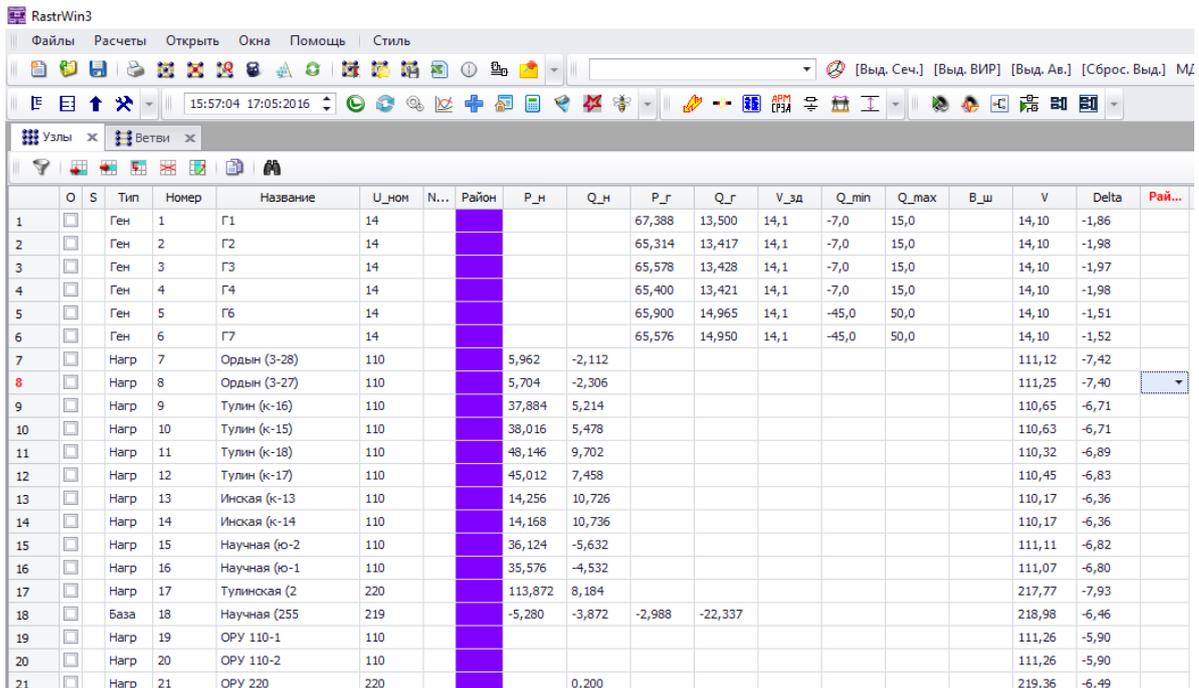
117. Карджаубаев, Н.А. Децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях [Текст] / Карджаубаев Н.А., Фишов А.Г. // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2018. - Т. 22. № 6. - С. 183–195.

118. Пат. 2662728, H02J 3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях [Текст] / Марченко А. И., Мукатов Б. Б., Фишов А. Г.; заявитель и патентообладатель Новосибирский государственный технический университет – 2016147843; заяв. 06.12.16; опубл. 30.07.18. - Приоритет от 06.12.16, выдавшая страна: РФ, сведения об издании: Бюл.№ 22.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСТАВОК АРВ ДЛЯ ПОЛУЧАСОВОГО ИНТЕРВАЛА ВРЕМЕНИ СУТОК (03:00-03:30), (10:30-11:00) и (15:30-16:00).

Зависимость нагрузочных потерь от уставок АРВ согласно расчету при одном балансирующем узле (время 03:00-03:30) показывает, что с увеличением уставки АРВ нагрузочные потери уменьшаются, затем начинают снова увеличиваться, при этом разница между максимальными (1,1674 МВт) и минимальными (0,7694 МВт) потерями составляет 0,398 МВт. Таким образом, можно определить уставку АРВ 14,1 кВ, обеспечивающую минимум потерь (0,7694 МВт), (рисунки А1-А3).



	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			Ген	1	Г1	14					67,388	13,500	14,1	-7,0	15,0		14,10	-1,86	
2			Ген	2	Г2	14					65,314	13,417	14,1	-7,0	15,0		14,10	-1,98	
3			Ген	3	Г3	14					65,578	13,428	14,1	-7,0	15,0		14,10	-1,97	
4			Ген	4	Г4	14					65,400	13,421	14,1	-7,0	15,0		14,10	-1,98	
5			Ген	5	Г6	14					65,900	14,965	14,1	-45,0	50,0		14,10	-1,51	
6			Ген	6	Г7	14					65,576	14,950	14,1	-45,0	50,0		14,10	-1,52	
7			Нагр	7	Ордын (3-28)	110			5,962	-2,112							111,12	-7,42	
8			Нагр	8	Ордын (3-27)	110			5,704	-2,306							111,25	-7,40	
9			Нагр	9	Тулин (к-16)	110			37,884	5,214							110,65	-6,71	
10			Нагр	10	Тулин (к-15)	110			38,016	5,478							110,63	-6,71	
11			Нагр	11	Тулин (к-18)	110			48,146	9,702							110,32	-6,89	
12			Нагр	12	Тулин (к-17)	110			45,012	7,458							110,45	-6,83	
13			Нагр	13	Инская (к-13)	110			14,256	10,726							110,17	-6,36	
14			Нагр	14	Инская (к-14)	110			14,168	10,736							110,17	-6,36	
15			Нагр	15	Научная (ю-2)	110			36,124	-5,632							111,11	-6,82	
16			Нагр	16	Научная (ю-1)	110			35,576	-4,532							111,07	-6,80	
17			Нагр	17	Тулинская (2)	220			113,872	8,184							217,77	-7,93	
18			База	18	Научная (255)	219			-5,280	-3,872	-2,988	-22,337					218,98	-6,46	
19			Нагр	19	ОРУ 110-1	110											111,26	-5,90	
20			Нагр	20	ОРУ 110-2	110											111,26	-5,90	
21			Нагр	21	ОРУ 220	220				0,200							219,36	-6,49	

Рисунок А1 - Результаты расчета по узлам для получасового интервала времени (03:00-03:30)

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			Тр-р	19	1			ОРУ 110-1 - Г1	0,39	13,22	-6,9	0,125			67,2432	9		352	
2			Тр-р	19	2			ОРУ 110-1 - Г2	0,39	13,22	-5,9	0,125			65,1777	9		341	
3			Тр-р	19	3			ОРУ 110-1 - Г3	0,39	13,22	-6,8	0,125			65,4407	9		343	
4			Тр-р	19	4			ОРУ 110-1 - Г4	0,39	13,22	-6,0	0,125			65,2634	9		342	
5			ЛЭП	22	21			Т6 - ОРУ 220	0,50	12,80					-112,3...	-28		302	
6			Тр-р	22	20			Т6 - ОРУ 110-2	0,24	49,17		0,500			-19,0397	6		52	
7			Тр-р	22	5			Т6 - Г6	0,42	43,41		0,063			65,8617	11		174	
8			Тр-р	22	6			Т6 - Г7	0,42	43,41		0,063			65,5381	11		174	
9			ЛЭП	19	20			ОРУ 110-1 - ОРУ 110-2	0,00	0,00					-123,3...	-23		651	
10			ЛЭП	20	7			ОРУ 110-2 - Ордын (3-28)	26,21	38,42	-268,9				-6,0677	5		42	
11			ЛЭП	19	8			ОРУ 110-1 - Ордын (3-27)	26,21	38,42	-268,9				-5,8063	5		41	
12			ЛЭП	20	9			ОРУ 110-2 - Тулин (к-16)	1,14	4,74	-33,2				-38,0200	-5		200	
13			ЛЭП	19	10			ОРУ 110-1 - Тулин (к-15)	1,14	4,74	-33,2				-38,1532	-6		200	
14			ЛЭП	20	11			ОРУ 110-2 - Тулин (к-18)	1,22	4,62	-32,4				-48,3874	-10		257	
15			ЛЭП	19	12			ОРУ 110-1 - Тулин (к-17)	1,22	4,62	-32,4				-45,2199	-8		239	
16			ЛЭП	19	13			ОРУ 110-1 - Инская (к-13)	2,25	8,51	-59,5				-14,3136	-10		93	
17			ЛЭП	20	14			ОРУ 110-2 - Инская (к-14)	2,25	8,51	-59,5				-14,2252	-10		93	
18			ЛЭП	19	15			ОРУ 110-1 - Научная (ю-2)	1,27	5,28	-37,0				-36,2618	6		190	
19			ЛЭП	20	16			ОРУ 110-2 - Научная (ю-1)	1,27	5,28	-37,0				-35,7086	4		187	
20			ЛЭП	21	17			ОРУ 220 - Тулинская (2)	2,32	10,64	-74,0				-114,5...	-8		303	
21			ЛЭП	21	18			ОРУ 220 - Научная (255)	0,95	4,92	-34,0				2,2854	-17		49	

Рисунок А2 - Результаты расчета по ветвям для получасового интервала времени (03:00-03:30)

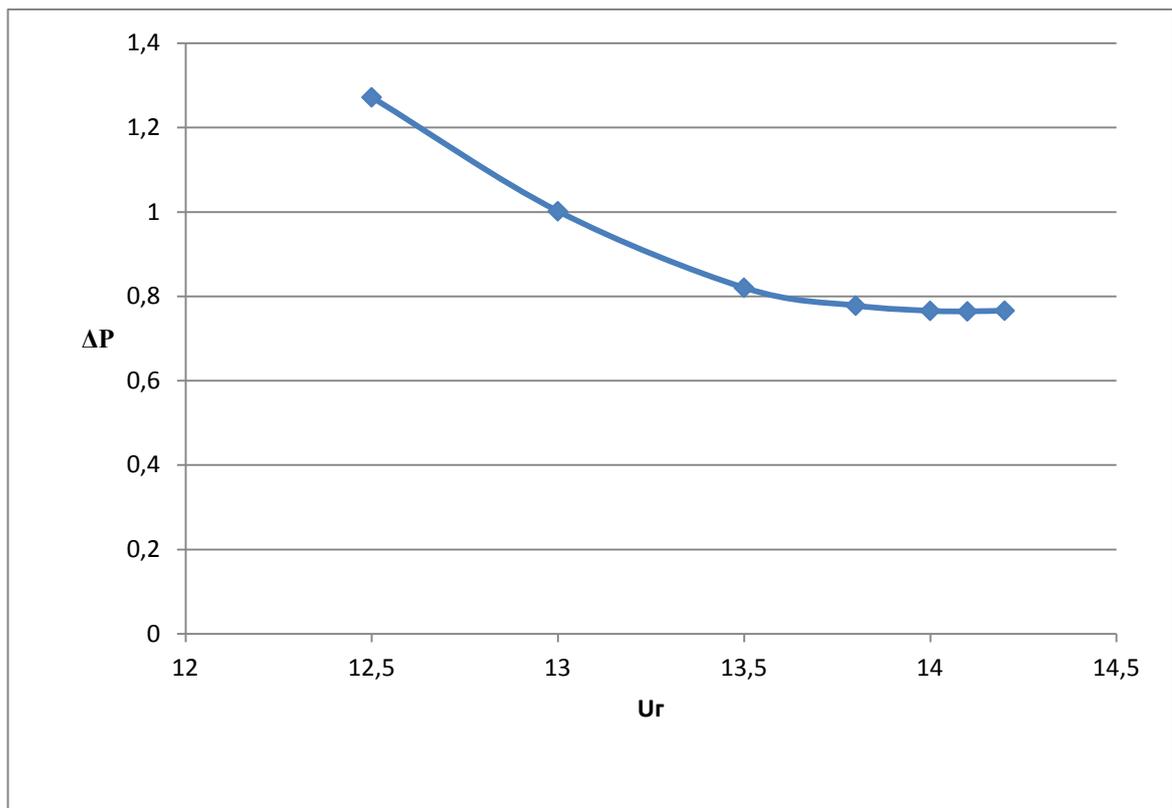


Рисунок А3 - Зависимость потерь во внутренней схеме ГЭС от уставок АРВ для получасового интервала времени (03:00-03:30)

Зависимость нагрузочных потерь от уставок АРВ согласно расчету при одном балансирующем узле (время 10:30-11:00) показывает, что с увеличением уставки АРВ нагрузочные потери уменьшаются, затем начинают снова увеличиваться, при этом разница между максимальными (1,4143 МВт) и минимальными (0,7529 МВт) потерями составляет 0,6614 МВт. Таким образом, можно определить уставку АРВ 14 кВ, обеспечивающую минимум потерь (0,7529 МВт), (рисунки А4-А6).

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Рай...
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	Г1	14					67,388	21,564	14,0	-7,0	25,0		14,00	-4,46	
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	14					65,268	21,476	14,0	-7,0	25,0		14,00	-4,59	
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	14					65,776	21,496	14,0	-7,0	25,0		14,00	-4,56	
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	14					65,422	21,482	14,0	-7,0	25,0		14,00	-4,58	
5	<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г6	14					65,910	13,942	14,0	-45,0	50,0		14,00	-2,19	
6	<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г7	14					65,600	13,927	14,0	-45,0	50,0		14,00	-2,20	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Ордын (3-28)	110			9,988	-0,990							107,91	-10,77	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Ордын (3-27)	110			9,716	-1,038							108,00	-10,72	
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Тулин (к-16)	110			44,122	9,768							108,61	-9,54	
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Тулин (к-15)	110			43,988	10,130							108,59	-9,53	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Тулин (к-18)	110			60,918	17,920							108,03	-9,84	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Тулин (к-17)	110			53,856	13,200							108,32	-9,71	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Инская (к-13)	110			7,722	10,098							108,58	-8,79	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Инская (к-14)	110			7,612	10,164							108,58	-8,79	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Научная (ю-2)	110			38,720	1,452							108,98	-9,56	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Научная (ю-1)	110			36,608	0,660							109,04	-9,51	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Тулинская (2)	220			127,072	16,544							216,54	-8,34	
18	<input type="checkbox"/>		База	18	Научная (255)	219			-48,576	-10,736	-0,046	-9,006					218,98	-6,46	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ОРУ 110-1	110											109,50	-8,58	
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ОРУ 110-2	110											109,50	-8,58	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ОРУ 220	220				0,200							218,71	-6,74	

Рисунок А4 - Результаты расчета по узлам для получасового интервала времени (10:30-11:00)

RastrWin3

Файлы Расчеты Открыть Окна Помощь Стил

18:49:27 17:05:2016

Ветви Узлы

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I зарп.
3			Тр-р	19	3			ОРУ 110-1 - Г3	0,39	13,22	-6,8	0,125			65,6271	17		357	
4			Тр-р	19	4			ОРУ 110-1 - Г4	0,39	13,22	-6,0	0,125			65,2746	17		355	
5			ЛЭП	22	21			Т6 - ОРУ 220	0,50	12,80					-79,4673	-16		213	
6			Тр-р	22	20			Т6 - ОРУ 110-2	0,24	49,17		0,500			-51,9614	-4		137	
7			Тр-р	22	5			Т6 - Г6	0,42	43,41		0,063			65,8714	10		175	
8			Тр-р	22	6			Т6 - Г7	0,42	43,41		0,063			65,5617	10		174	
9			ЛЭП	19	20			ОРУ 110-1 - ОРУ 110-2	0,00	0,00					-108,3...	-34		599	
10			ЛЭП	20	7			ОРУ 110-2 - Ордын (3-28)	26,21	38,42	-268,9				-10,2272	4		58	
11			ЛЭП	19	8			ОРУ 110-1 - Ордын (3-27)	26,21	38,42	-268,9				-9,9434	4		56	
12			ЛЭП	20	9			ОРУ 110-2 - Тулин (к-16)	1,14	4,74	-33,2				-44,3189	-10		240	
13			ЛЭП	19	10			ОРУ 110-1 - Тулин (к-15)	1,14	4,74	-33,2				-44,1845	-11		240	
14			ЛЭП	20	11			ОРУ 110-2 - Тулин (к-18)	1,22	4,62	-32,4				-61,3387	-19		339	
15			ЛЭП	19	12			ОРУ 110-1 - Тулин (к-17)	1,22	4,62	-32,4				-54,1751	-14		296	
16			ЛЭП	19	13			ОРУ 110-1 - Инская (к-13)	2,25	8,51	-59,5				-7,7515	-10		68	
17			ЛЭП	20	14			ОРУ 110-2 - Инская (к-14)	2,25	8,51	-59,5				-7,6414	-10		68	
18			ЛЭП	19	15			ОРУ 110-1 - Научная (ю-2)	1,27	5,28	-37,0				-38,8804	-2		205	
19			ЛЭП	20	16			ОРУ 110-2 - Научная (ю-1)	1,27	5,28	-37,0				-36,7511	-1		194	
20			ЛЭП	21	17			ОРУ 220 - Тулинская (2)	2,32	10,64	-74,0				-127,8...	-17		342	
21			ЛЭП	21	18			ОРУ 220 - Научная (255)	0,95	4,92	-34,0				48,4829	3		128	

Рисунок А5 - Результаты расчета по ветвям для получасового интервала времени (10:30-11:00)

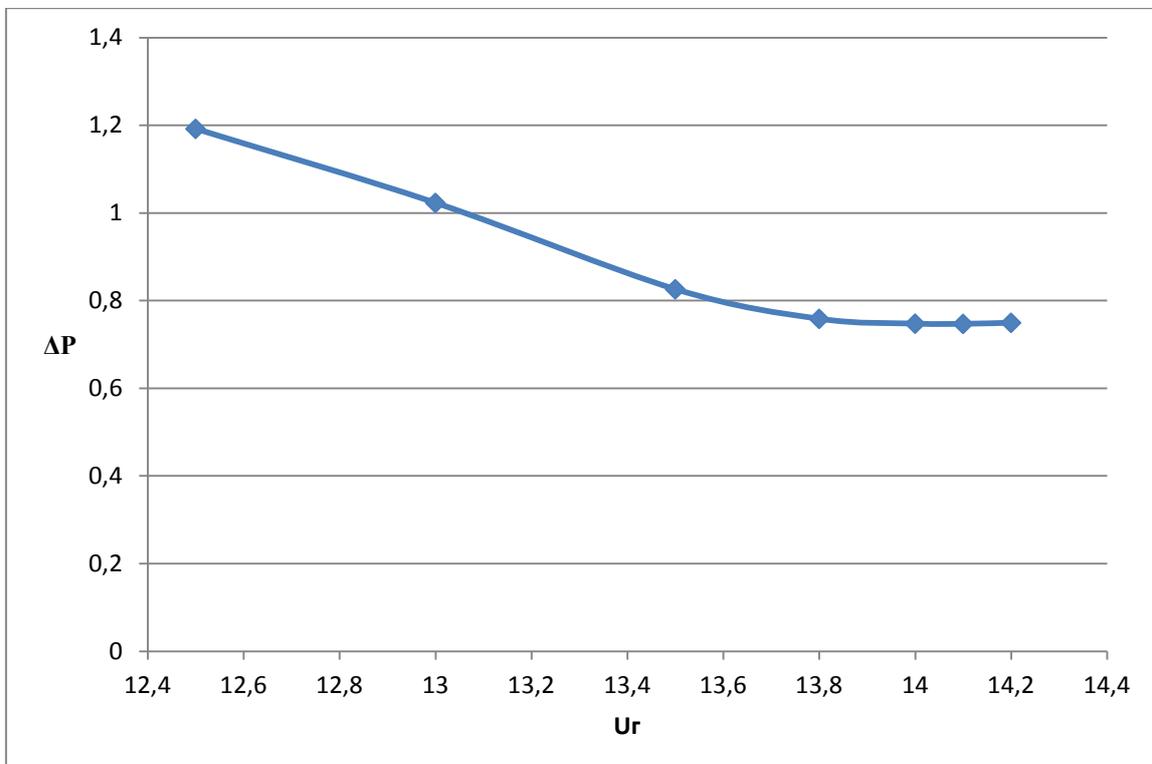


Рисунок А6 - Зависимость потерь во внутренней схеме ГЭС от уставок АРВ для получасового интервала времени (10:30-11:00)

Зависимость нагрузочных потерь от уставок АРВ согласно расчета при одном балансирующем узле (15:30-16:00) показывает, что с увеличением уставки АРВ нагрузочные потери уменьшаются, затем начинают снова увеличиваться, при этом разница между максимальными (1,2865 МВт) и минимальными (0,7517 МВт) потерями составляет 0,5348 МВт. Таким образом, можно определить уставку АРВ 14 кВ, обеспечивающую минимум потерь (0,5348 МВт), (рисунки А7-А9).

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	Г1	14					67,388	21,148	14,0	-7,0	25,0		14,00	-4,09	
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	14					65,356	21,064	14,0	-7,0	25,0		14,00	-4,22	
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	14					65,600	21,074	14,0	-7,0	25,0		14,00	-4,20	
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	14					65,422	21,067	14,0	-7,0	25,0		14,00	-4,22	
5	<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г6	14					65,888	13,337	14,0	-45,0	50,0		14,00	-2,00	
6	<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г7	14					65,556	13,321	14,0	-45,0	50,0		14,00	-2,02	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Ордын (3-28)	110			9,922	-0,396							107,76	-10,32	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Ордын (3-27)	110			9,610	-0,828							108,00	-10,31	
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Тулин (к-16)	110			41,712	9,966							108,68	-9,12	
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Тулин (к-15)	110			41,546	10,264							108,66	-9,11	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Тулин (к-18)	110			56,794	16,532							108,19	-9,39	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Тулин (к-17)	110			51,250	13,234							108,40	-9,29	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Инская (к-13)	110			12,970	11,748							108,39	-8,63	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Инская (к-14)	110			12,980	11,748							108,39	-8,63	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Научная (ю-2)	110			35,288	-1,760							109,22	-9,12	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Научная (ю-1)	110			38,280	-0,088							109,11	-9,19	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Тулинская (2)	220			104,720	13,552							217,14	-7,91	
18	<input type="checkbox"/>		База	18	Научная (255)	219			-23,672	-7,304	-0,639	-8,758					218,98	-6,46	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ОРУ 110-1	110											109,55	-8,22	
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ОРУ 110-2	110											109,55	-8,22	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ОРУ 220	220				0,200							218,89	-6,60	

Рисунок А7 - Результаты расчета по узлам для получасового интервала времени (15:30-16:00)

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/р	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I сарп.
1			Тр-р	19	1			ОРУ 110-1 - Г1	0,39	13,22	-6,9	0,125			67,2329	16		364	
2			Тр-р	19	2			ОРУ 110-1 - Г2	0,39	13,22	-5,9	0,125			65,2094	16		354	
3			Тр-р	19	3			ОРУ 110-1 - Г3	0,39	13,22	-6,8	0,125			65,4524	16		355	
4			Тр-р	19	4			ОРУ 110-1 - Г4	0,39	13,22	-6,0	0,125			65,2751	16		354	
5			ЛЭП	22	21			Т6 - ОРУ 220	0,50	12,80					-82,3168	-14		219	
6			Тр-р	22	20			Т6 - ОРУ 110-2	0,24	49,17		0,500			-49,0451	-4		129	
7			Тр-р	22	5			Т6 - Г6	0,42	43,41		0,063			65,8496	9		175	
8			Тр-р	22	6			Т6 - Г7	0,42	43,41		0,063			65,5179	9		174	
9			ЛЭП	19	20			ОРУ 110-1 - ОРУ 110-2	0,00	0,00					-111,6...	-34		615	
10			ЛЭП	20	7			ОРУ 110-2 - Ордын (3-28)	26,21	38,42	-268,9				-10,1528	3		56	
11			ЛЭП	19	8			ОРУ 110-1 - Ордын (3-27)	26,21	38,42	-268,9				-9,8304	4		55	
12			ЛЭП	20	9			ОРУ 110-2 - Тулин (к-16)	1,14	4,74	-33,2				-41,8891	-10		228	
13			ЛЭП	19	10			ОРУ 110-1 - Тулин (к-15)	1,14	4,74	-33,2				-41,7224	-11		227	
14			ЛЭП	20	11			ОРУ 110-2 - Тулин (к-18)	1,22	4,62	-32,4				-57,1579	-18		316	
15			ЛЭП	19	12			ОРУ 110-1 - Тулин (к-17)	1,22	4,62	-32,4				-51,5403	-14		282	
16			ЛЭП	19	13			ОРУ 110-1 - Инская (к-13)	2,25	8,51	-59,5				-13,0271	-11		93	
17			ЛЭП	20	14			ОРУ 110-2 - Инская (к-14)	2,25	8,51	-59,5				-13,0371	-11		93	
18			ЛЭП	19	15			ОРУ 110-1 - Научная (ю-2)	1,27	5,28	-37,0				-35,4209	2		187	
19			ЛЭП	20	16			ОРУ 110-2 - Научная (ю-1)	1,27	5,28	-37,0				-38,4363	0		203	
20			ЛЭП	21	17			ОРУ 220 - Тулинская (2)	2,32	10,64	-74,0				-105,2...	-13		281	
21			ЛЭП	21	18			ОРУ 220 - Научная (255)	0,95	4,92	-34,0				23,0225	0		61	

Рисунок А8 - Результаты расчета по ветвям для получасового интервала времени (15:30-16:00)

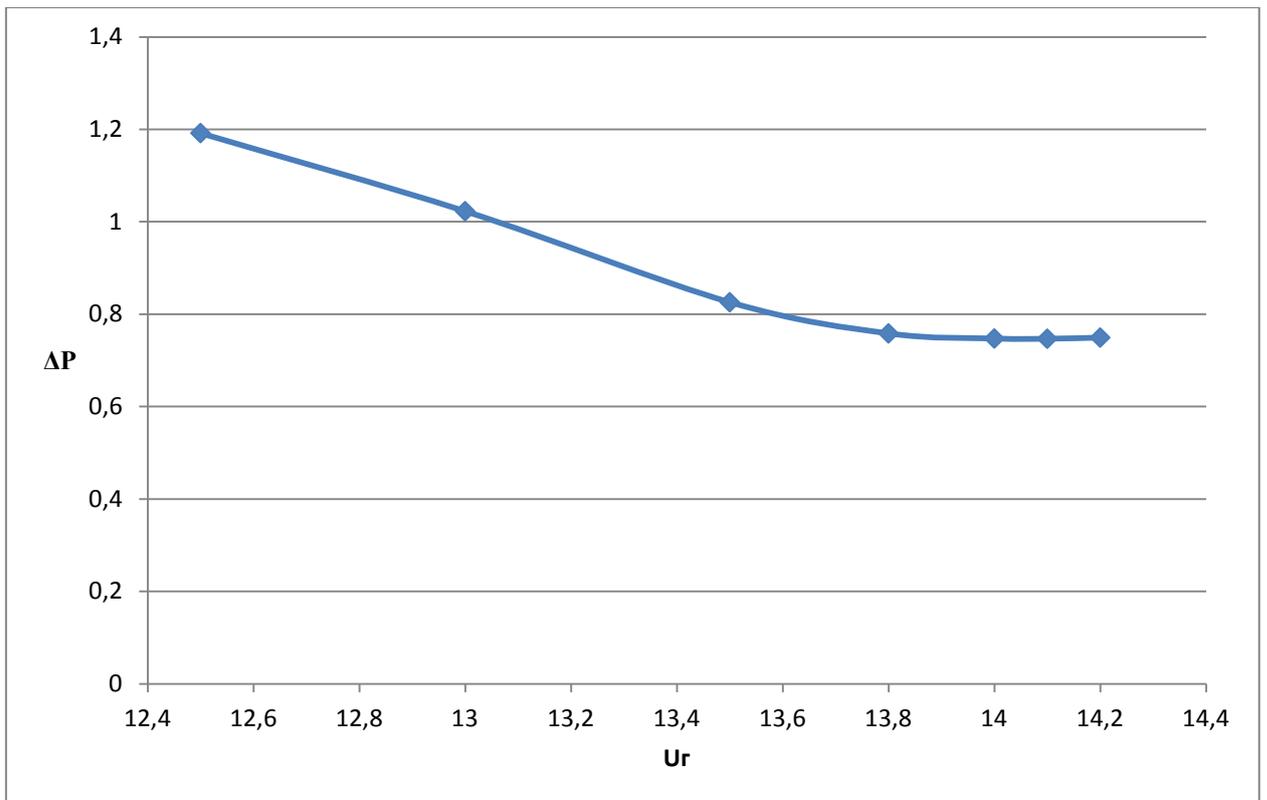


Рисунок А9 - Зависимость потерь во внутренней схеме ГЭС от уставок АРВ для получасового интервала времени (15:30-16:00)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ПРОТОКОЛ РАБОТЫ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ В ПРОЦЕССЕ МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ - ТЕКСТ ПЕРЕГОВОРОВ АГЕНТОВ ПРИ РАСПРОСТРАНЕНИИ СООБЩЕНИЙ МАС

-----Начало расчета-----

I. Количество активных узлов: 3

1) Активный (агент) узел: Номер узла = 1 - Каракыстак ГЭС
Зона контроля РН активного агента для = 1 - Каракыстак ГЭС
Ниже приведены узлы для данного (агента) района регулирования

i=1
y=2
y=3
y=11

2) Активный (агент) узел: Номер узла = 20 - Меркенская ГЭС
Зона контроля РН активного агента для = 20 - Меркенская ГЭС
Ниже приведены узлы для данного (агента) района регулирования

i=20
y=15
y=19

3) Активный (агент) узел: Номер узла = 23 - Восточная ГЭС
Зона контроля РН активного агента для = 23 - Восточная ГЭС
Ниже приведены узлы для данного (агента) района регулирования

i=23
y=11
y=24

II. Выявление смежностей связанных агентов

Агент 1 хорошо влияет на агента 2
Коэф.чувствительности=0,517763213740312
Агент 1 сильно влияет на агента 3
Коэф.чувствительности=0,72119450973775
Агент 2 хорошо влияет на агента 1
Коэф.чувствительности=0,622435036256149
Агент 2 сильно влияет на агента 3
Коэф.чувствительности=0,786435036256149
Агент 3 сильно влияет на агента 1
Коэф.чувствительности=0,812435036256149
Агент 3 хорошо влияет на агента 2
Коэф.чувствительности=0,666435036256149

III. Идентификация класса состояний каждым агентом для своего района регулирования

Агент 1 находится в аварийно пониженном режиме

Агент 2 находится в нормальном режиме

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

IV. Действия агентов по заданным критериям с учетом запретов

Номер итерации: 1

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в аварийно пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=1,1; Qg=1,2; Qg=1,3; Qg=1,4; Qg=1,5;$

Изменение генерации $Qg=1,6; Qg=1,7; Qg=1,8; Qg=1,9; Qg=2;$

Изменение генерации $Qg=2,1; Qg=2,2; Qg=2,3; Qg=2,4;$

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,5$

---- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 1 повысить напряжение -----

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=6,45$

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,05$

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 2

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,55$

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации $Qg=6,4$

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=6,35$

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,1$

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 3

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,6;$

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====
 Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме
 Изменение генерации $Qg=6,3$;
 Агент 2 находится в нормальном режиме
 Изменение генерации $Qg=6,25$;
 ----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или
 понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====
 Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,15$;
 ----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 4

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====
 Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,65$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====
 Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме
 Изменение генерации $Qg=6,2$;
 Агент 2 находится в нормальном режиме
 Изменение генерации $Qg=6,15$;
 ----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или
 понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====
 Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,2$;
 ----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 5

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====
 Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,7$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====
 Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме
 Изменение генерации $Qg=6,1$;
 Агент 2 находится в нормальном режиме
 Изменение генерации $Qg=6,05$;
 ----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или
 понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====
 Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,25$;
 ----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 6

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====
 Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,75$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====
 Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме
 Изменение генерации $Qg=6$;
 Агент 2 находится в нормальном режиме
 Изменение генерации $Qg=5,95$;
 ----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или
 понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====
 Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,3$;
 ---- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 7

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====
 Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,8$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====
 Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме
 Изменение генерации $Qg=5,9$;
 Агент 2 находится в нормальном режиме
 Изменение генерации $Qg=5,85$;
 ----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или
 понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====
 Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,35$;
 Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,4$;
 ---- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 8

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====
 Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,85$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====
 Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме
 Изменение генерации $Qg=5,8$;
 Агент 2 находится в нормальном режиме
 Изменение генерации $Qg=5,75$;
 ----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или
 понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====
 Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме
 Изменение генерации $Qg=2,45$;
 ---- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 9

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,9$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации $Qg=5,7$;

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=5,65$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,5$;

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 10

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,95$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации $Qg=5,6$;

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=5,55$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,55$;

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 11

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=3$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации $Qg=5,5$;

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=5,45$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,6$;

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,65$;

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 12

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=3,05$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации $Qg=5,4$;

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=5,35$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,7$;

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 13

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=3,1$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации $Qg=5,3$;

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=5,25$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,75$;

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 14

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=3,15$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации $Qg=5,2$;

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=5,15$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,8$;

---- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 15

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=3,2$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=5,10000000000001$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в допустимо пониженном режиме

Изменение генерации $Qg=2,85$;

---- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 16

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

Агент 1 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=3,25$;

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в допустимо повышенном режиме

Изменение генерации $Qg=5,05000000000001$;

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=5,00000000000001$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=2,9$;

---- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 17

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=4,95000000000001$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Qg=2,95$;

---- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 18

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Q_g=4,900000000000001$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Агент 3 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Q_g=3$;

----- АГЕНТ 2 ЗАПРЕЩАЕТ агенту 3 повысить напряжение -----

Номер итерации: 19

===== Действия регулятора 1 агента - Каракыстак ГЭС =====

===== Действия регулятора 2 агента - Меркенская ГЭС =====

Агент 2 находится в нормальном режиме

Изменение генерации $Q_g=4,850000000000001$;

----- АГЕНТ 2 НЕ ЗАПРЕЩАЕТ смежным агентам повысить или понизить напряжение -----

===== Действия регулятора 3 агента - Восточная ГЭС =====

Результаты идентификации класса состояния для каждого агента после действия регуляторов

Агент 1 находится в нормальном режиме

Агент 2 находится в нормальном режиме

Агент 3 находится в нормальном режиме

Потерь активной мощности для агента 1: 0,3110001372356448 (МВт)

Потерь активной мощности для агента 2: 0,204823543404843 (МВт)

Потерь активной мощности для агента 3: 0,177554620241672 (МВт)

=====

-----**Конец расчета**-----

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ АВТОМАТИКИ. АВТОМАТИКА АГЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С МАЛОЙ СИНХРОННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Назначение

Автоматика предназначена для осуществления полностью автоматического управления режимами объектов электрических сетей с малой синхронной генерацией по активной и реактивной мощности в нормальных и аварийных условиях с выбором состава работающего оборудования и вариантов работы – островном или параллельном с внешней электрической сетью.



Объекты управления

Объектами являются:

- локальные системы энергоснабжения (ЛСЭ) на базе многоагрегатной малой синхронной генерации, способные к островной работе и включаемые напрямую (синхронные связи) на параллельную работу с внешними электрическими сетями;
- районы существующих электрических сетей, образуемые при включении электростанций малой мощности, способных сохранить электроснабжение всех или части потребителей при отключении от остальной электрической сети. Подобные районы обладают потенциалом создания на их основе полноценных областей (зон) Smart grid

Типовые схемы ЛСЭ, присоединяемых к внешней электрической сети, представлены на рисунке В1-В3

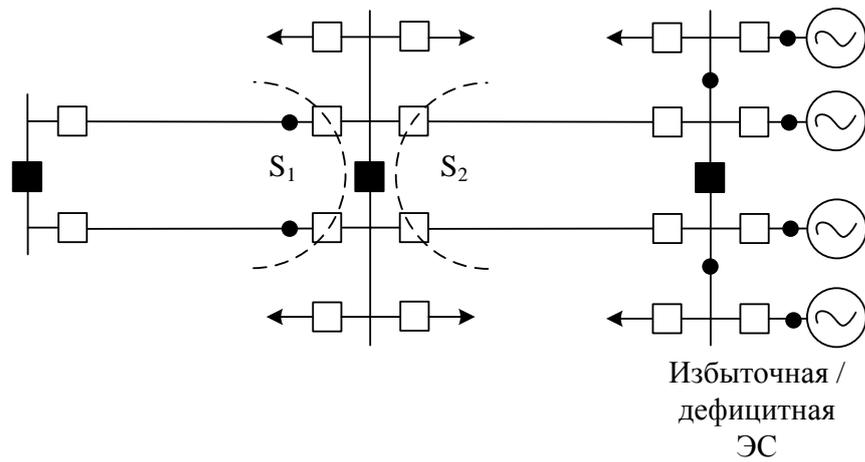


Рисунок В1 - Схема ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией и распределительным пунктом в собственной сети электроснабжения, присоединенной двумя синхронными связями на разделенные шины ПС внешней электрической сети. Точками обозначены места измерения режимных параметров, в т.ч. векторных, для осуществления управления АОСГ

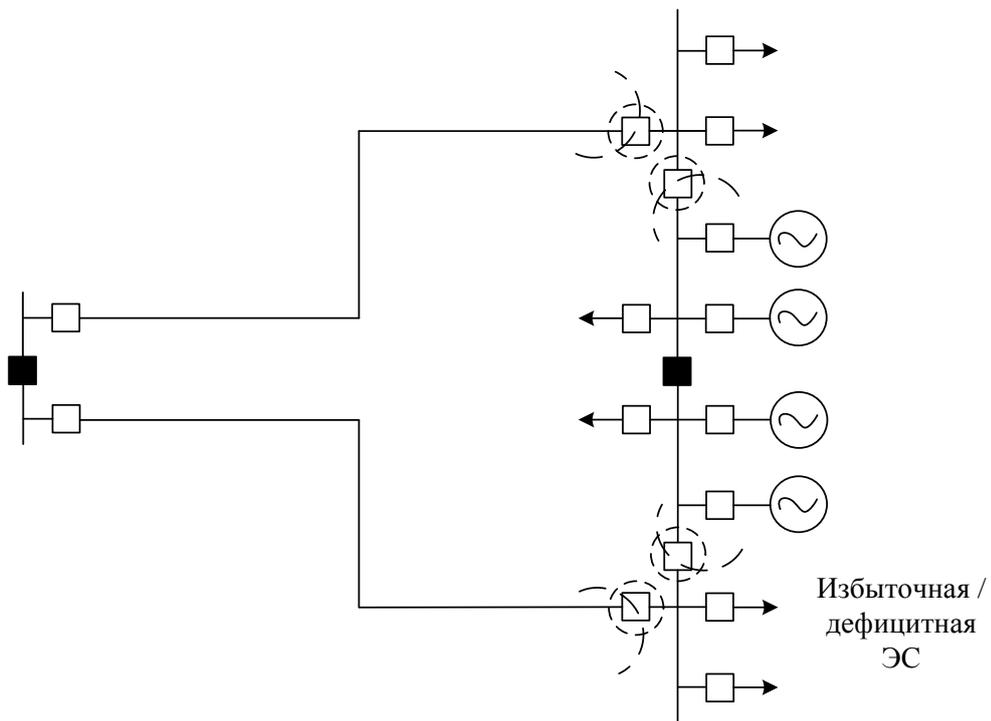


Рисунок В2 - Схема ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией с дополнительным секционированием шины, присоединенной двумя синхронными связями на разделенные шины ПС внешней электрической сети

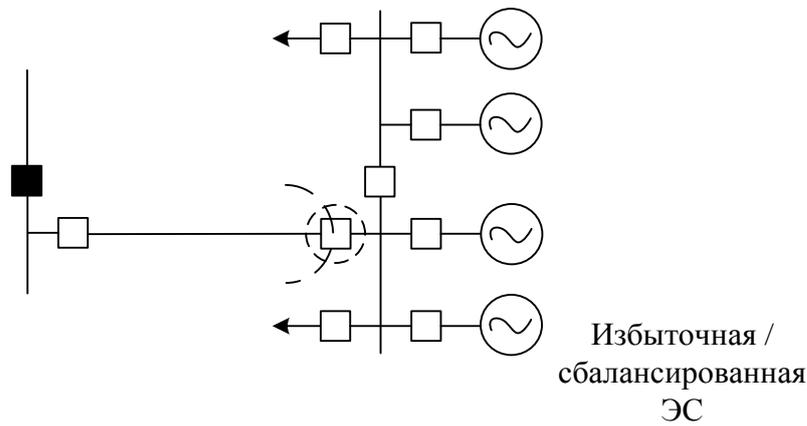


Рисунок В3 - Схема ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией, присоединенной одной синхронной связью к шине ПС внешней электрической сети

При присоединении ЛСЭ в ПС внешней электрической сети двумя синхронными связями необходимость разделения станции и сети ЛСЭ на две части определяется требованиями недопустимости шунтирования разделенных шин ПС подключения, а также ограничения токов подпитки КЗ.

В схеме (Рисунок В1) сечения для деления в режимах выдачи мощности во внешнюю сеть (S1) и потребления из сети (S2) являются естественными (не требуют специального создания).

В схеме (Рисунок В2) естественным является лишь одно сечение (для деления сети в режимах выдачи мощности или полной сбалансированности ЛСЭ (нулевой выдачи мощности)), поэтому для создания сечения для деления в режимах дефицита мощности (потребления из внешней сети), необходимо дополнительное секционирование шины станции ЛСЭ.

В схеме (Рисунок В3) деление станции и сети ЛСЭ не требуется, т.к. одиночная связь не создает шунтирования шин ПС присоединения.

Функционал автоматики

Оперирование

- Ввод в работу/вывод энергоблоков (вывод на номинальные параметры регуляторами)

- Синхронизация генераторов и подсистем
- Выбор состава включенных генераторов, их функционализация и загрузка

- Восстановление нормального режима регуляторами
- Перевод группы энергоблоков в режим регулирования мощности
- Перевод однородной группы энергоблоков в режим регулирования частоты

- Оперативный и аварийный перевод полустанции в островной режим

- Перевод полной электростанции в режим островной работы
- Перевод станции в режим параллельной работы с разделением на полустанции

Режимное управление

- Регулирование частоты в островном режиме
- Регулирование перетока мощности по разным сечениям в режиме параллельной работы

- Регулирование напряжения в островном режиме
- Регулирование напряжения в режиме параллельной работы

Противоаварийное управление

- Опережающее сбалансированное деление системы
- Измерение прямой и обратной последовательностей напряжений в узлах с выключателями сечений для деления

- Предотвращение и ликвидация нарушений режимных ограничений в стационарных режимах (регуляторами).

Контроль и измерение

- Контроль текущего коммутационного состояния схемы сети
- Измерение режимных параметров оборудования и поддержание их допустимости

- Векторное измерение параметров в опорных узлах сети

- Достоверизация коммутационного состояния схемы сети, измеряемых параметров

- Идентификация классов состояния электростанции

- Идентификация установившихся режимов для всех процессов управления состояниями

Блокировка и превентивные действия

- Блокировка включений на параллельную работу несинхронизированных частей по всем сечениям сети

- Блокировка оперативных включений/отключений с недопустимыми набросами/сбросами мощности в островных режимах

- Перевод подсистем в островной режим работы при нарушениях связи и автоматики

Сигнализация и визуализация

- Визуализация текущего коммутационного состояния

- Визуализация режимных параметров и ограничений

- Визуализация функциональной готовности (неготовности)

подсистемы управления

- Сигнализация о нарушениях в объекте и системе управления

Контрольно-измерительная подсистема

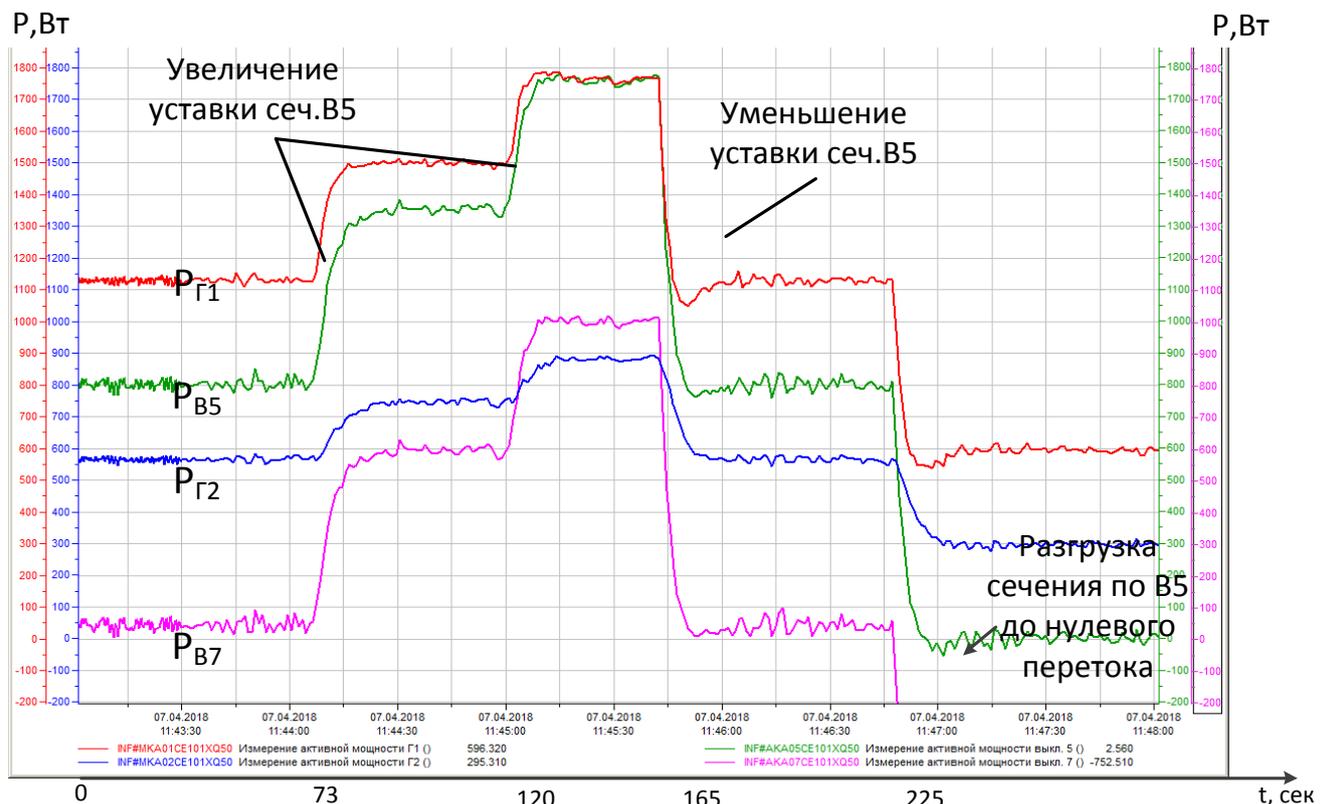
Автоматика может использовать существующие системы телесигнализации, телеуправления и телеизмерений, осуществляя обмен данными по стандартным протоколам, либо осуществлять самостоятельно опрос датчиков положения, трансформаторов тока и напряжения с последующим анализом достоверности, расчетом электрических параметров режима (напряжения, активной и реактивной мощности в точках контроля).

Кроме того, в центрах питания контролируемой сети осуществляются векторные измерения токов и напряжений. Векторные измерения напряжений используются автоматикой при синхронизации центров питания.

Режимная автоматика

Режимная автоматика обеспечивает регулирование напряжения, активной мощности и частоты (в режиме автономной работы электрической станции), как индивидуальное (при работе одного энергоблока), так и групповое (при параллельной работе нескольких энергоблоков). В групповом режиме один из энергоблоков является ведущим, остальные – ведомыми, принимая долевое участие в его активной и реактивной мощности.

Изменение режимов регуляторов под разные цели управления осуществляет автооператор. На рисунке В4 представлена осциллограмма работы регуляторов мощности при изменениях их режимов для физической модели электростанции с тремя энергоблоками.



Противоаварийная автоматика

Модуль ПА осуществляет выдачу команды на опережающее деление связей с внешней электрической сетью. Пусковой орган ПА выявляет факт снижения (провала) напряжения прямой последовательности ниже уставки срабатывания и выдает сигнал на отключение выключателя(лей) за время менее 20 мс.

Сигнал на отключение проходит по заранее подготовленным маршрутам с воздействием на отключение либо одного из выключателей в цепи связи с внешней эл. сетью, либо дополнительно на отключение генераторов, осуществляющих выдачу мощности во внешнюю сеть. Совместное действие (поддержание условий сбалансированного деления) режимной автоматики и быстрого деления (отключение сетевого выключателя и, при необходимости, генераторных) при КЗ в эл. сети приводит к сбалансированному делению без нарушения электроснабжения потребителей.

Осциллограмма переходного процесса при КЗ в электрической сети и срабатывании ПО ПА приведена на рисунке В5.

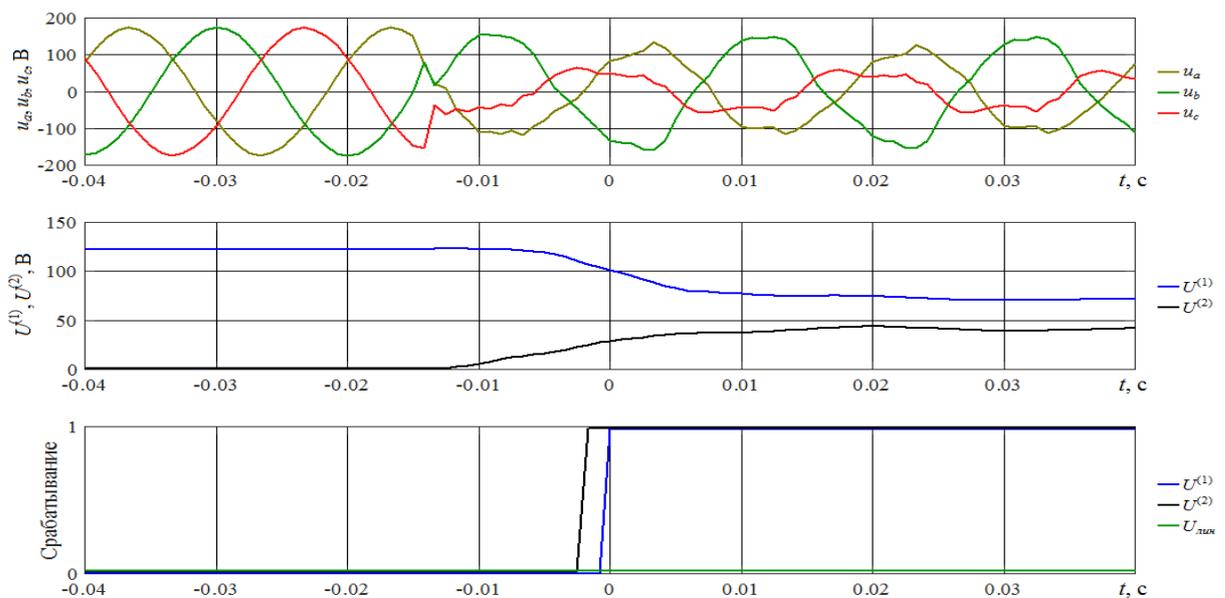


Рисунок В5 - Осциллограммы напряжения прямой и обратной последовательностей на шинах РП в переходных процессах при проверке срабатываний ПО АОСД

Автооператор

Назначение автооператора – автоматический перевод текущего состояния (структуры и режима локальной системы энергоснабжения, ее режимной и противоаварийной автоматики) в одно из двух нормальных состояний:

- состояние с параллельной работой ЛСЭ с внешней сетью (при наличии всех условий параллельной работы);
- состояние автономной работы (при запрете параллельной работы со стороны дежурного персонала ЛСЭ или внешней эл. сети).

Безусловным предпочтением обладает режим параллельной работы с внешней сетью, обеспечивающий повышение надежности работы электростанции при сбросах/набросах нагрузки, экономичности за счет использования свободных генерирующих мощностей для выдачи электроэнергии во внешнюю сеть (рисунок В7).

Маршрутная карта автооператора с указанием 2-х конечных состояний ЛСЭ и 11 промежуточных приведена на рисунке В6, а принятые обозначения в таблице 1.

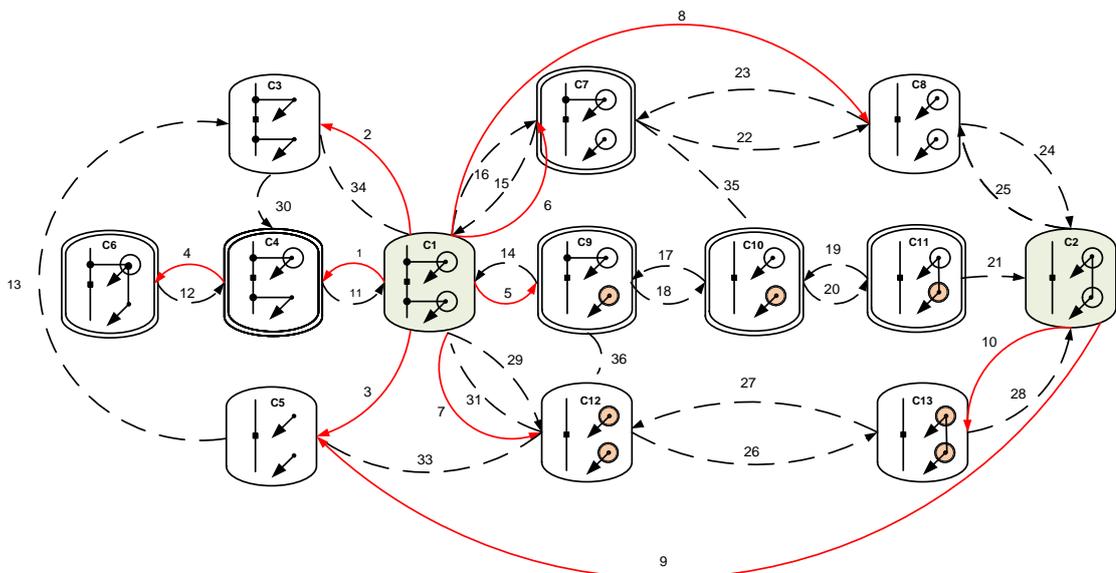


Рисунок В6 - Состояния и переходы ЛСЭ под управлением автооператора

Таблица 1 - Обозначения к маршрутной карте

№ пп / Item No.	Обозначение и пиктограмма / Designation and pictogram	Содержание / Content
1		Режим одиночный (симметричный относительно полустанций)
2		Режим бинарный (несимметричный относительно полустанций)
3		Режим нормальный
4		Шина секционированная (секционный выключатель отключён)
5		Связь электрическая между объектом и распределительной электрической сетью
		Шина секционированная (секционный выключатель включён)
6		Нагрузка
7		Генерация полустанции
8		Полустанция сбалансированная нагрузкой
9		Полустанция несбалансированная нагрузкой

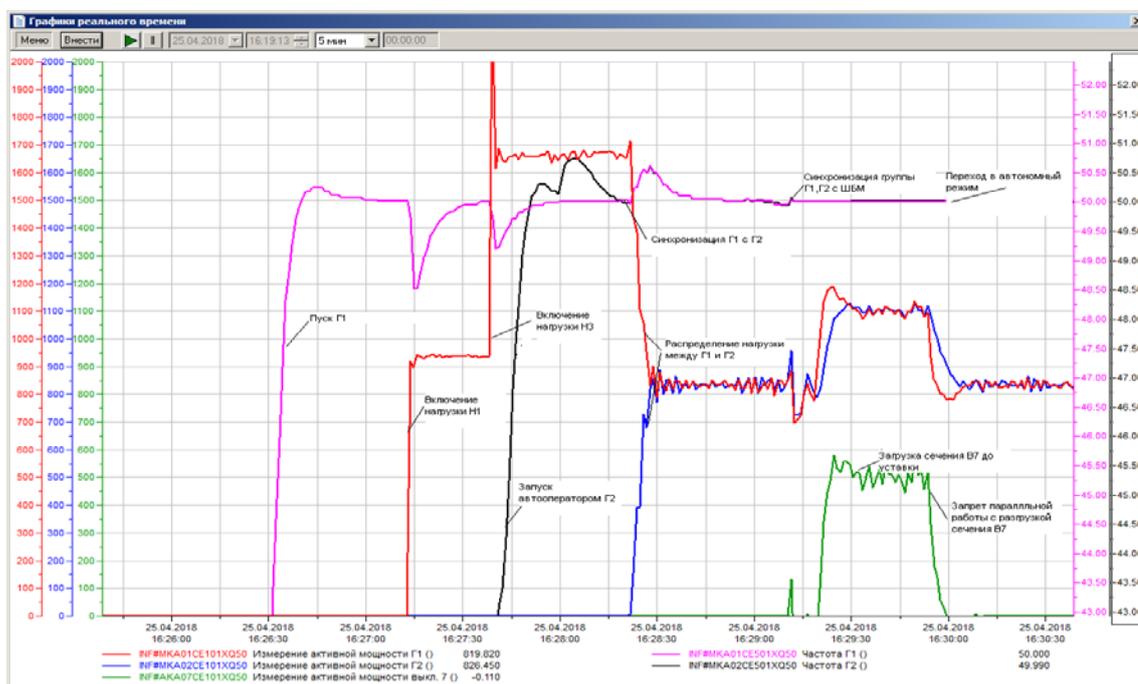


Рисунок В7 - Переходный процесс при запуске генератора Г1, набросе нагрузки, вводе Г2 для разгрузки Г1, синхронизации Г1,Г2 с ШБМ (переход к режиму параллельной работы), запрете параллельной работы с разгрузкой сечения В7 и отделением Г1,Г2 от ШБМ (переход в автономный режим) под управлением автоматики с автооператором

Структура аппаратных средств

Структура аппаратных средств автоматики для ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией приведена на рисунке В8.

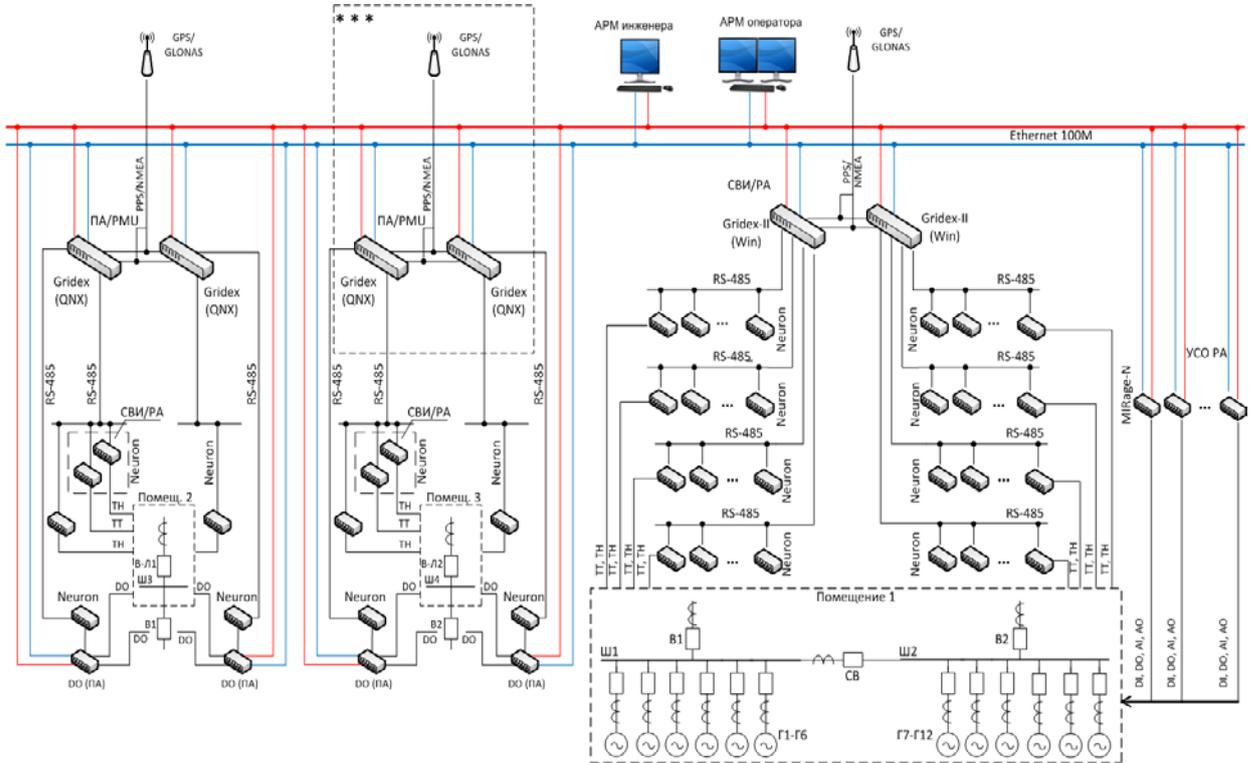


Рисунок В8 - Структура аппаратных средств автоматики

Конструктивное исполнение

Конструктивно автоматика выполнена в виде стандартного шкафа автоматики, и технические характеристики представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Размеры щита (шкафа) автоматики, не более	3x800x2200x800 мм
Вес, не более	3x300 кг
Потребляемая мощность	3x300 Вт
Число энергоблоков электростанции	≤12
Подключение телесигнализации	Потенциальные входы 220В AC/DC
Подключение к измерительным ТТ и ТН	3-х фазное, стандартное
Сигналы управления выключателями	цепи выходных реле
Сигналы управления возбуждения и мощностью	Аналоговые ±10 В или

энергоблоков	4-20 мА
Максимальная продолжительность цикла автоматики	50 мс
Погрешность измерения угла основной гармоники	0,1 град
Время срабатывания ПО ПА на опережающее деление от внешней электрической сети	≤ 20 мс
Законы регулирования возбуждения и мощности	ПИ
Групповое регулирование активной и реактивной мощности энергоблоков	По принципу ведущего и ведомого генератора

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ

ООО "Модульные Системы Торнадо"

ОГРН 1155476103287,

ИНН 5408005710, КПП 540801001

Юридический адрес:

630128, г. Новосибирск, ул. Инженерная, дом 4а

Телефон: +7-(383)-36-33-800 E-mail: info@tornado.nsk.ru

Факс: +7-(383)-33-60-933 Web: www.tornado.nsk.ru

TORNADO
MODULAR SYSTEMS

Утверждаю
Генеральный директор
ООО «Модульные Системы Торнадо»
Сердюков О. В.

Сердюков О. В.
«18» марта 2018 г

АКТ

внедрения результатов диссертационного исследования Карджаубаева Н. А. на тему «Мультиагентное регулирование напряжения в многосвязных электрических сетях».

Настоящим актом удостоверяется, что теоретические разработки, практические рекомендации и алгоритмы, предложенные в диссертационном исследовании Карджаубаева Н. А., внедрены на нашем предприятии.

Предметом внедрения стали:

- Экспертный модуль интеллектуальной автоматике регулирования напряжения, представляющий собой совокупность правил принятия решений по коррекции уставок регуляторов напряжения исходя из режимной ситуации в контролируемом районе сети и учитывающих необходимость согласования действий с соседними агентами (регуляторами).
- Алгоритмы работы интеллектуального регулятора напряжения.

Указанные результаты реализованы с участием автора в алгоритмах опытного образца автоматике, разрабатываемой нашей компанией в рамках НИОКР по гранту НТИ «Разработка мультиагентного устройства режимной и противоаварийной автоматике энергосистем с распределённой малой генерацией». Испытания прототипа автоматике на физической модели энергосистемы с малой генерацией подтвердили работоспособность и эффективность разработок автора.

Выражаем признательность Карджаубаеву Н. А. за существенный вклад в развитие инновационного продукта нашей компании.

Генеральный директор
ООО «Модульные Системы Торнадо»

Сердюков О. В.
Сердюков О. В.



УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

С. В. Иванов

2018 г.



АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного
технического университета результатов диссертационной работы

Карджаубаева Н. А.

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Карджаубаева Н. А. на тему «Мультиагентное регулирование напряжения в многосвязных электрических сетях» в учебный процесс факультета энергетики Новосибирского государственного технического университета.

Предмет внедрения:

1. Программа макрос в среде ПК RastrWin моделирования электрических сетей с мультиагентным управлением.
2. Алгоритмы работы интеллектуального регулятора напряжения.

Характер внедрения:

1. Использование программы студентами и аспирантами при выполнении научно-исследовательских и выпускных квалификационных работ.
2. Использование алгоритмов на кафедре АЭС в рамках НИОКР по гранту НТИ «Разработка мультиагентного устройства режимной и противоаварийной автоматики энергосистем с распределённой малой генерацией».

Декан факультета энергетики

к.э.н., доцент

Чернов С.С.