

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук

На правах рукописи



Реуцкий Иван Сергеевич

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ
РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА
ОСНОВЕ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМ И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ**

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
Томин Никита Викторович

Иркутск – 2023

Оглавление

Введение	4
Глава 1. Описание проблемы устойчивости по напряжению	10
1.1. Анализ механизмов протекания системных аварий	11
1.2. Устойчивость энергосистем по напряжению	19
1.3. Объект исследования и его модель	28
1.4. Недостатки систем обеспечения устойчивости по напряжению	32
1.5. Новые подходы к совершенствованию систем ПАУ	34
1.6. Постановка задачи	36
Глава 2. Интеллектуальные системы регулирования напряжения	37
2.1. Схемы регулирования напряжения	37
2.2. Децентрализованные схемы регулирования напряжения	40
2.2.1. Архитектуры мультиагентных систем	40
2.2.2. Принципы построения мультиагентных систем	44
2.2.3. Реализация базы знаний мультиагентных систем	49
2.3. Централизованные схемы регулирования напряжения	50
2.3.1. Применение L -индекса в оценке устойчивости по напряжению	51
2.3.2. Централизованные схемы регулирования напряжения с применением машинного обучения	56
2.4. Гибридные схемы регулирования напряжения	65
2.5. Выводы по главе 2	67
Глава 3. Архитектура построения интеллектуальной автоматики регулирования напряжения и реактивной мощности	69
3.1. Задача интеллектуальной координации локальных СКРМ	69
3.2. Схема построения интеллектуальной автоматики для координации локальных СКРМ	73
3.2.1. Модель регулирования уставок АРВ	75
3.2.2. Структура и принципы функционирования МПА	78
3.2.3. Протоколы межагентного взаимодействия МПА	81

3.3. Модель централизованной автоматики регулирования СКРМ на основе концепции виртуальной электростанции	84
3.3.1. Применение концепции виртуальной электростанции для координации резервов СКРМ	84
3.3.2. Реализация ВЭ-СКРМ на принципе совместного применения алгоритмов эвристической оптимизации и машинного обучения	88
3.4. Концепция внедрения ИАРН в структуру ПАУ ЕЭС России	94
3.5. Выводы по главе 3	97
Глава 4. Исследование поведения интеллектуальной автоматики регулирования напряжения и реактивной мощности	98
4.1. Объекты исследования	98
4.2. Экспериментальные исследования первого этапа	102
4.3. Экспериментальные исследования второго этапа	106
4.4. Выводы по главе 4	115
Заключение	117
Список сокращений	119
Список литературы	121
Приложение А. Исходные данные в формате PSAT. Схема СБЭК	136
Приложение Б. Результаты расчета УР. Уровни напряжений в узлах схемы СБЭК. Эксперимент 2	144
Приложение В. Квазидинамический расчёт режима и протоколы взаимодействия агентов МПА. Схема СБЭК. Эксперимент 2	147
Приложение Г. Фрагмент итерационной процедуры обучения алгоритма CatBoost в ВЭ-СКРМ на обучающей выборке из 800 случайных режимов схемы СБЭК..	151

Введение

Актуальность темы исследования. Обеспечение устойчивости работы энергосистем (ЭЭС) – одна из важных целей противоаварийного управления. В общем случае ее разделяют на устойчивость по напряжению и параллельной работы генераторов или энергообъединений (системная устойчивость). Типы ограничений того или иного вида напрямую связаны со структурой энергетического объединения. Статическая устойчивость параллельной работы ограничивает пропускную способность протяженных транзитных связей, обладающих высоким сопротивлением, что в свою очередь снижает предел передаваемой мощности по электропередаче. Из-за географических особенностей территории России такие ограничения в большинстве случаев преобладают в Единой энергетической системе (ЕЭС) России. В свою очередь, ограничения по напряжению в большинстве актуальны для концентрированных ЭЭС, которые имеют сильные связи и большое потребление мощности, к примеру системы крупных агломераций и промышленных центров. По такому же типу построены большинство западноевропейских ЭЭС. Фактор снижения напряжения в таких ЭЭС является ключевым снижающим устойчивость. При этом, с учетом развития экономики и инфраструктуры России, росту распределенной и возобновляемой генерации, будут развиваться и промышленные центры, что может привести к формированию отдельных энергорайонов, аналогичных западным структурам. В связи с этим задача обеспечения устойчивости по напряжению становится для ЕЭС России все более актуальной.

Чтобы обеспечить устойчивость по напряжению требуется эффективное регулирование напряжения в ЭЭС в нормальном режиме и почти мгновенное управление в аварийном. Однако в случае возникновения системных аварий, выполнение корректного противоаварийного управления (ПАУ) в ЕЭС России затруднено из-за существующих принципов построения самого ПАУ. Эти принципы не позволяют эффективно предотвращать нарушение устойчивости по

напряжению при нерасчетных режимах и/или ненормативных возмущениях. Локальные автоматика при этом не способны обеспечить должного быстродействия, из-за необходимости отстройки от коротких замыканий (КЗ), либо могут выдавать некорректные управляющие воздействия (УВ) ввиду нерасчетных условий. Также к их недостаткам можно отнести дискретность регулирования, слабую адаптивность и отказоустойчивость. Все эти факторы указывают на необходимость разработки и применения более адаптивных комплексов ПАУ для координации работы отдельных устройств. Для устранения вышеуказанных недостатков эффективным решением может стать дополнение существующей системы ПАУ интеллектуальными комплексами. Среди них можно выделить децентрализованные и распределенные мультиагентные системы (МАС), обладающие высокой степенью отказоустойчивости и адаптивности. Из централизованных систем управления напряжением можно выделить применение методов на основе оптимизации целевой функции по характерным индикаторам устойчивости ЭЭС (в качестве примера можно отметить применение L -индекса), которые требуют меньших вычислительных мощностей по сравнению с классическими методами расчетов уравнений потокораспределения. Применение технологий машинного обучения (МО) при повышении быстродействия ПАУ может значительно ускорить и автоматизировать процесс определения границ устойчивости по напряжению и оптимальных УВ. Внедрение инновационных подходов при модернизации ПАУ ЭЭС России способствует повышению устойчивости по напряжению, увеличению интеллектуализации сетей и достижению целей цифровой трансформации ЭЭС России.

Степень изученности проблемы. Исследованию МАС посвящены работы отечественных ученых: Воропая Н.И., Курбацкого В.Г., Фишова А.Г., Ефимова Д.Н., Панасецкого Д.А., а также зарубежных авторов Negnevitskiy M., Kamwa I., Vittal V., Carlsson D., Van Cutsem T., Fernandez J.L. и др. Применение методов оптимизации по характерным индексам устойчивости исследовались в работах Жукова А.В. и зарубежных авторов Q. Liu, M. You, H. Sun, P. Matthews и др.

Объектами исследования являются схемы электрических соединений северной части ЭЭС Иркутской области.

Предметами исследования являются математические модели мультиагентных систем и машинного обучения, применяемые для предотвращения нарушения устойчивости по напряжению.

Целью диссертационной работы является разработка мероприятий по совершенствованию систем противоаварийного управления ЕЭС России в целях обеспечения устойчивости по напряжению в ЭЭС с применением интеллектуальных средств, таких как мультиагентные системы, алгоритмы эвристической оптимизации и машинного обучения.

В диссертации поставлены и решены следующие задачи:

1. Обоснование необходимости совершенствования существующих систем ПАУ ЕЭС России для предотвращения нарушений устойчивости по напряжению.
2. Разработка концепции построения и внедрения в структуру ПАУ ЕЭС России интеллектуальной автоматики регулирования напряжения и реактивной мощности (ИАРН) с сохранением существующих иерархических принципов на действующей инфраструктуре ПАУ.
3. Разработка программного прототипа ИАРН, реализующего разработанные методы на основе мультиагентных систем и машинного обучения.
4. Исследование поведения ИАРН как средство предотвращения нарушения устойчивости при возникновении различного рода возмущений в ЭЭС.

Научная новизна. В результате выполнения работы получены следующие новые научные результаты:

1. Предложены новые подходы к совершенствованию существующей системы ПАУ ЕЭС России в части обеспечения устойчивости по напряжению.
2. Предложен новый гибридный принцип координированного регулирования СКРМ в ЭЭС на базе алгоритмов роевого интеллекта и градиентного бустинга, сочетающая в себе централизованное и распределенное управление, который

обеспечивает высокое быстродействие и адаптивность к множеству схемно-режимных ситуаций.

3. Усовершенствован мультиагентный принцип координированного регулирования уставок АРВ синхронных генераторов и отключения нагрузок потребителей в рамках решения задачи ПАУ ЭЭС.

4. Разработана оригинальная концепция внедрения ИАРН в структуру ПАУ ЭЭС России, позволяющая применять интеллектуальные комплексы с сохранением существующих иерархических принципов на действующей инфраструктуре ПАУ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Содержание диссертационной работы соответствует паспорту научной специальности 2.4.3. Электроэнергетика:

п. 8. Разработка и обоснование алгоритмов и принципов действия устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики для распознавания повреждений, определения мест и параметров, повреждающих (возмущающих) воздействий в электрических сетях.

п. 14. Разработка методов расчета и моделирования установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем и сетей, включая технико-экономическое обоснование технических решений, разработка методов управления режимами их работы.

п. 20. Разработка методов использования информационных и телекоммуникационных технологий и систем, искусственного интеллекта в электроэнергетике, включая проблемы разработки и применения информационно-измерительных, геоинформационных и управляющих систем для оперативного и ретроспективного мониторинга, анализа, прогнозирования и управления электропотреблением, режимами, надежностью, уровнем потерь энергии и качеством электроэнергии.

Теоретическая значимость результатов диссертации заключается в разработке оригинальных моделей интеллектуальной координации локальных средств регулирования напряжения в ЭЭС с применением мультиагентных систем, речевого интеллекта и машинного обучения, которые позволяют обеспечить

устойчивость по напряжению сложной ЭЭС в процессе протекания аварийного режима, своевременно выдавая управляющие воздействия, основанные на параметрах аварийного режима или максимально близкому к нему.

Практическая значимость определяется разработкой ИАРН, которая была успешно протестирована на примере реальной модели энергосистемы Иркутской области. Было показано, как предложенная ИАРН может быть интегрирована в существующую структуру ПАУ ЕЭС России.

Методология и методы исследования. Диссертация выполнена с использованием методов системного анализа, математического моделирования, оценки состояния, расчетов УР, оптимизации, мультиагентного подхода, машинного обучения, тестирования разработанных подходов на математических моделях реальных энергосистем. В качестве модуля расчетов УР был использован расчетный блок PSAT на платформе Matlab. Алгоритм эмпирической оптимизации реализован на платформе Matlab. Модели градиентного бустинга CatBoost и множественной регрессии реализованы в среде Python с использованием открытых библиотек SkLearn и CatBoost.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Обоснование новых подходов к совершенствованию существующей системы ПАУ ЕЭС России с внедрением интеллектуальных комплексов для обеспечения устойчивости по напряжению.
2. Принципы реализации ИАРН для предотвращения нарушения устойчивости по напряжению в ЭЭС при возникновении возмущений.
3. Новый метод адаптивного регулирования средств компенсации реактивной мощности в ЭЭС, основанный на алгоритмах эвристической оптимизации и машинного обучения.
4. Метод настройки автоматических регуляторов возбуждения генераторов на основе мультиагентной системы.
5. Программный прототип ИАРН, использующий мультиагентные технологии и машинное обучение.
6. Концепция внедрения ИАРН в существующую структуру ПАУ ЕЭС России.

Достоверность результатов работы подтверждается корректным использованием основных положений теории математического моделирования, устойчивости электроэнергетических систем, корректностью поставленных задач, анализом и сопоставлением полученных результатов с данными, опубликованными другими отечественными и зарубежными авторами.

Апробация работы. Материалы диссертации докладывались и обсуждались на международных научных конференциях и семинарах: Международные научные семинары им. Ю.Н. Руденко №68, №69 «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (2017, 2018 гг.), X Международная научная конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (2019 г.), International Workshop on Flexibility and Resiliency Problems of Electric Power Systems (2019 г.). Результаты диссертации получены при поддержке грантов РНФ 19-49-04108 (рук. Н.И. Воропай) и проекта государственного задания III.17.4.2. Теория и методы обоснования развития и управления режимами интеллектуальных электроэнергетических систем (рук. В.Г. Курбацкий, № АААА-А17-117030310438-1).

Личный вклад. Все научно-методические и прикладные результаты, представленные в диссертации, получены автором самостоятельно, либо под его научным руководством и при его непосредственном участии. В частности, все концептуально-методические работы, постановки задач выполнены автором самостоятельно, обзорно-аналитические работы – совместно д.т.н. Курбацким В.Г. и научным руководителем к.т.н. Томиным Н.В., вычислительные работы – совместно с научным руководителем к.т.н. Томиным Н.В.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 6 статей, в том числе 2 – в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ по специальности 2.4.3, 1 – в рецензируемых изданиях, индексируемых в Scopus и Web of Science Core Collection, 3 – в иных изданиях.

Объем и структура диссертации. Диссертация объемом 151 страница состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 142 наименований, 4 приложений, основной текст изложен на 118 страницах.

Глава 1. Описание проблемы устойчивости по напряжению

Практика показывает, что дефицит реактивной мощности в узлах нагрузки может привести к нарушениям устойчивости напряжения в электроэнергетических системах (ЭЭС) и вызвать системные аварии. Увеличение потребления электроэнергии и возникновение аварийных ситуаций в сети являются ключевыми моментами, которые могут способствовать возникновению нарушений. Отсутствие достаточной пропускной способности электропередач с удаленными узлами нагрузки и недостаток средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) могут привести к неустойчивости напряжения. Для поддержания уровней напряжения на оптимальном уровне необходимо обеспечить резервы реактивной мощности и правильно ими управлять, для равномерного их распределения между узлами нагрузки с минимальными выдержками по времени. Такие действия помогут увеличить запас устойчивости напряжения и предотвратить возможные аварийные ситуации. Решение подобных задач системой противоаварийного управления (ПАУ) ЭЭС России обеспечить достаточно не просто, так как действия традиционных систем обеспечения устойчивости по напряжению в ряде случаев оказываются несвоевременными или неэффективными, что в свою очередь может способствовать развитию аварий [1-8].

Как отмечалось ранее, ограничения по напряжению присущи сетям с высоким потреблением электроэнергии и сильными связями, и в основном характеризуются наличием в крупных городах и промышленных центрах, а также в большинстве энергетических объединений в Европе и Северной Америке. Снижение напряжения в них играет ключевую роль в снижении устойчивости электрических связей. Следует отметить, что в последнее время в ЭЭС России также наблюдается рост доли РГ и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), развиваются крупные мегаполисы, укрепляются межсистемные связи и растет потребление мощности. Использование установок РГ и ВИЭ в ЭЭС при этом требует разработки новых алгоритмов управления в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах и

делает задачу ввода режима в допустимую область актуальной также для распределительных сетей и систем электроснабжения, так как такие установки могут быть удалены от центров потребления, что приводит к снижению запасов устойчивости и оказывает существенное влияние на противоаварийное управление для обеспечения устойчивости в послеаварийных режимах в целом. Все эти факторы могут привести к изменению структуры ЕЭС России, где возможны ограничения устойчивости напряжения аналогично западным энергосистемам, которые требуют более адаптивного и интеллектуального ПАУ [9-13].

1.1. Анализ механизмов протекания системных аварий

Для создания адаптивного ПАУ, способного правильно реагировать на аварийные ситуации в энергосистеме, необходимо изучить механику протекания системных аварий. В современных ЭЭС часто возникают различные аварийные возмущения из-за отключения или отказов оборудования, коротких замыканий и ошибок персонала, что становится причиной серьезных изменений в работе ЭЭС. Несмотря на то, что релейная защита (РЗ) и противоаварийная автоматика (ПА) обычно справляются с локализацией нарушений, иногда вследствие их отказов или других причин происходят серьезные системные аварии, причиняя ущерб субъектам и потребителям электроэнергии. Важно отметить, что системные аварии часто начинаются с крупных возмущений (в большинстве ненормативных), как правило которые не учитываются при планировании режима работы энергосистемы. Стандарты Минэнерго [40] предусматривают только учет нормативных возмущений при проведении расчетов устойчивости для различных схем (ремонтная или нормальная) и планировании работы энергосистемы в различных режимах (нормальный, послеаварийный (ПАР) или вынужденный).

Термин «*ненормативное возмущение*» в российских стандартах не определен, в стандарте по управлению режимами ЭЭС союза европейских системных

операторов ENTSO-E [91] «ненормативное возмущение» (exceptional contingency) означает одновременное появление нескольких возмущений, имеющих общую причину. Однако в ЭЭС бывают и крупные возмущения, не связанные между собой, которые по тяжести превышают расчетные в несколько раз и могут приводить к каскадному развитию аварии. В связи с этим далее под *ненормативным возмущением* будем понимать *одно нерасчетное или наложение большого количества расчетных (нормативных) возмущений за малый промежуток времени (менее 20 минут)*. Отметим, что тяжесть подобных нарушений значительно превышает установленные нормы и подтверждается практикой. Однако вероятность их возникновения довольно низкая, поэтому их учет в планировании редко проводится, обычно только при особых обстоятельствах, таких как высокий риск отказа оборудования или высокая степень его износа. Это также затрагивает финансовую сторону обеспечения надежности в энергетических системах. В соответствии с европейскими стандартами управления режимами ENTSO-E учет таких ненормативных ситуаций проводится только в случае «исключительных» обстоятельств и при высокой вероятности их возникновения. В большинстве случаев постоянный учет таких ситуаций экономически нецелесообразен [11-12].

Параметры электроэнергетического режима (частота, перетоки мощности, напряжение и токовая нагрузка [40]) при возникновении подобных нарушений в ЭЭС могут оставаться допустимыми для текущего режима, однако некоторые из них уже могут превышать допустимые значения. Следующее возмущение может привести к одновременному нарушению большого количества параметров, что часто ведет к серьезным проблемам в работе ЭЭС, сбоям в технологических процессах и последующему развитию аварии.

Анализ системных аварий [14-27] позволяет выделить характерные периоды их протекания (см. Рисунок 1.1). Каскадное развитие аварии можно разбить на следующие фазы: медленное развитие, запускающие (триггерные) события и быстрое развитие. Предаварийное состояние энергосистемы характеризует ее на

момент возникновения нарушения. На данном этапе параметры электроэнергетического режима соответствуют допустимым, имеются достаточные резервы активной и реактивной мощности в ЭЭС, обеспечивается электроснабжение потребителей. Однако в ЭЭС существуют уязвимости, которые невозможно учесть при планировании и управлении, и которые, так или иначе, могут быть недоступны для глаза диспетчера.

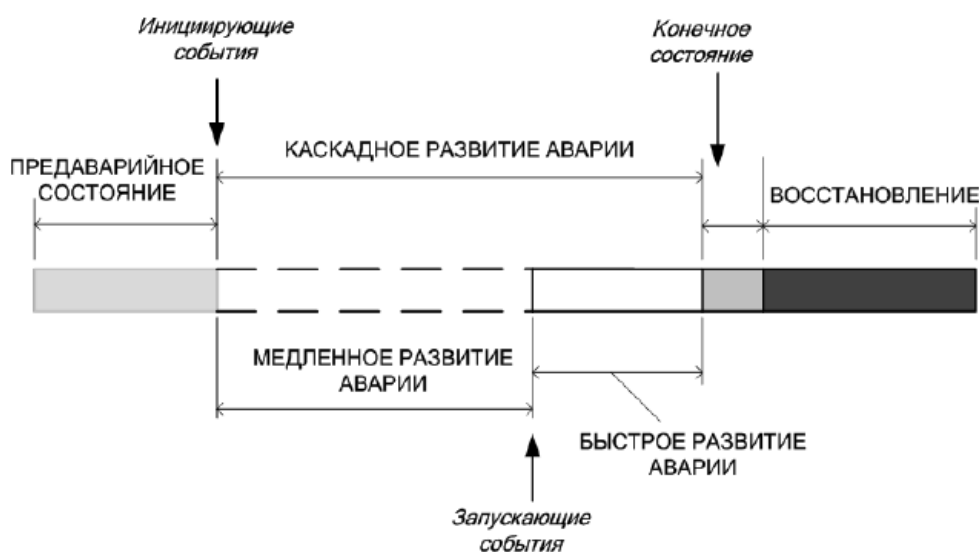


Рисунок 1.1 – Характерные фазы развития системных аварий [5]

Как правило уязвимости характеризуются одним или совокупностью нескольких из следующих факторов:

- изношенность оборудования служит высокой вероятностью отказа такого оборудования с последующим отключением этого элемента или, вследствие отказа в его отключении, смежных с ним;
- отсутствие или недостаточность резервов активной и/или реактивной мощности в ЭЭС в основном возникает в случае сочетания большого количества плановых и аварийных ремонтов, которые невозможно было

учесть при планировании, а также выхода из строя генерирующего оборудования и устройств СКРМ;

- режим максимальных нагрузок – это наиболее тяжелые режимы в ЭЭС, на которые планируются и вводятся дополнительные резервы активной и реактивной мощности [28];
- ремонтная схема сочетает в себе отключенное состояние одного или нескольких элементов ЭЭС, оказывающих существенное влияние на надежность ее функционирования [29] и характеризуется сниженными требованиями к учету нормативных возмущений [30];
- неблагоприятные погодные условия (гроза, дождь, порывистый ветер);
- чрезвычайные ситуации: землетрясения, подтопления и т.п.;
- появление человеческого фактора, а также невозможность предпринять эффективные действия по ликвидации аварии в условиях дефицита времени, что в большинстве случаев происходит при крупных авариях.

Иницирующие события становятся определяющей причиной крупной аварии, или же неизбежно приводят к существенному ухудшению режима ЭЭС. В качестве иницирующих событий могут выступать:

- короткие замыкания – однофазные, двухфазные и трехфазные;
- небалансы активной мощности;
- неправильная работа РЗ или ПА;
- отключения электросетевого и генерирующего оборудования, а также их наложение.

Каскадное развитие аварии (в том числе лавина напряжения) сопровождается выходом параметров режима за допустимые для нормального режима пределы, колебаниями активной и реактивной мощности и напряжения в узлах нагрузки и на электростанциях. о время медленной фазы развития аварии, энергосистема поддерживает баланс между производством и потреблением активной и реактивной мощности, и все процессы изменяются с низкой скоростью, возникает статичный выход параметров электроэнергетического режима за допустимые для

нормального режима пределы. На текущем этапе ввод параметров в допустимые пределы выполняется диспетчерским персоналом путем отдачи команд на загрузку или разгрузку электростанций, регулирование напряжения, отключение потребителей и т.п. в зависимости от типа нарушения нормального режима [31]. Основная сложность на данном этапе состоит в том, что диспетчер сталкивается с большим потоком информации, поступающей от субъектов, которые так или иначе затронуты аварией. Его задача состоит в том, чтобы за наименьшее время выделить нужную информацию, которая позволит принять правильное решение по отдаче соответствующих команд по восстановлению режима, чтобы они были максимально эффективны.

Таблица 1.1 – Длительность фаз развития крупных системных аварий

Системная авария, дата, страна	Длительность медленной фазы, мин	Длительность быстрой фазы, мин
02.07.1996, США	-	0,5
12.01.2003, Хорватия	-	0,5
12.07.2004, Греция	13	2
14.08.2003, Канада и США	60	5
28.09.2003, Италия	20	2,5
27.06.2017, Сибирь, Россия	-	0,5

При возникновении запускающего события (еще одного аварийного возмущения) происходит резкое нарушение баланса активной и/или реактивной мощности в ЭЭС, сопровождающееся значительным выходом параметров электрического режима за допустимые пределы. На этапе быстрого развития аварии возврат параметров режима в допустимые пределы выполняется действием ПА путем выдачи управляющих воздействий (УВ) на отключение генераторов (ОГ) и/или потребителей (ОН) по устройствам передачи аварийных сигналов до исполнительных устройств на подстанциях и электростанциях (ЭС) [32]. В зависимости от характера протекания крупных системных аварий в ЭЭС,

длительности медленной и быстрой фаз имеют различные временные интервалы (Таблица 1.1).

Обычно ЭЭС остается устойчивой после значительного первого возмущения и начала медленного развития аварии. Анализ системных аварий показывает, что время предаварийного состояния и медленной фазы может варьироваться от нескольких минут до нескольких часов, что дает персоналу возможность принять меры для восстановления нормального режима работы. Однако в некоторых случаях скорость реакции диспетчеров и оперативного персонала может быть недостаточной, что может привести к неэффективным действиям и каскадному развитию аварии, как произошло в Московской энергосистеме в 2005 году. Проблемой, которая в данном случае привела к каскадному развитию аварии было множество отключений ЛЭП напряжением 220-110 кВ из-за неудовлетворительных условий их эксплуатации (*уязвимости*), что привело к перегрузке других шунтирующих ЛЭП, их последующему массовому отключению и к лавине напряжения. Такие отключения в совокупности являлись ненормативным возмущением. В результате этого произошли сбросы нагрузки электростанциями и отключения потребителей центральной части ЕЭС России действием ПА порядка 3500 МВт (*быстрое развитие аварии*). Из-за многочисленных устойчивых повреждений ЛЭП и электросетевого оборудования, принятые оперативным персоналом меры по восстановлению оказались недостаточно эффективными. Скорость развития аварии сильно превысила возможности диспетчерского и оперативного персонала по обработке больших объемов информации и принятию эффективных мер по ликвидации аварии. Следует отметить что на тот момент в Московской ЭЭС отсутствовала автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН), наличие которой возможно бы улучшило ситуацию, но при возмущениях подобного рода эффективность данной автоматики достаточно низкая [3].

Иницирующим событием аварий, имеющих только быстрые стадии развития часто является значительное ненормативное возмущение, как правило не

учитываемое при планировании режима. В этих случаях ликвидация аварии полностью возложена на ПА, которая бывает не всегда эффективна. Восстановлением нормального режима уже занимается диспетчерский персонал на этапе восстановления. При протекании аварии в 2017 году в ОЭС Сибири фаза медленного развития аварии отсутствовала и инициирующее событие запустило сразу быструю фазу, которая привела к погашению части ОЭС через несколько секунд. Основной причиной стала ложная работа ПА на Братской ГЭС которой была сформирована команда на отключение нагрузки (ОН) (*инициирующее событие – ненормативное возмущение*) в восточной части Иркутской области в объеме 825 МВт. В условиях ремонтной схемы сети 500 кВ неправильным действием ПА (из-за неправильно выполненной настройки) вместо балансирующего воздействия на отключение генераторов была дополнительно излишне отключена нагрузка в объеме 647 МВт (*следующее возмущение – запускающее событие*). Заметим, что после первого ненормативного возмущения произошло еще одно (также ненормативное), что привело к их наложению и запустило каскадное развитие аварии. Излишнее отключение нагрузки потребителей в восточной части ОЭС Сибири привело к набросу мощности на контролируемые сечения западной части, произошло нарушение устойчивости параллельной их работы, по факту чего отключились межсистемные ВЛ 500 кВ действием автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), в результате восточная часть ОЭС Сибири отделилась на изолированную работу от ЕЭС России (*быстрое развитие аварии*). По факту отключения ВЛ 500 кВ действием автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) были сформированы и реализованы УВ на отключение генерирующего оборудования в объеме 2173 МВт, и отключение нагрузки ОЭС Сибири в объеме 1054 МВт. В выделившейся восточной части ОЭС Сибири действием автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ) отключилось генерирующее оборудование на ТЭС и ГЭС. При этом, на Богучанской ГЭС неправильным действием релейной защиты (РЗ) отключились все находившихся в работе гидрогенераторы со снижением нагрузки станции до нуля (*еще одно ненормативное возмущение*). Суммарно

электростанции в выделившейся восточной части ОЭС Сибири снизили нагрузку на величину 6677 МВт. В результате возникший дефицит мощности привел к снижению частоты до 47,7 Гц и работе автоматической частотной разгрузке (АЧР) в объеме 1759 МВт. Суммарно были обесточены потребители мощностью 4385 МВт.

В результате расследования данной и других системных аварий Минэнерго сделало вывод о том, что в энергосистемах присутствует большое количество микропроцессорных устройств РЗА, которые часто характеризуется ростом погрешности измерительных органов при изменении частоты, что приводит к их неправильной работе способствуя каскадному развитию аварий [8]. Это указывает на недостаточную адаптивность ПАУ к подобным возмущениям. По результатам анализа был выработан комплексный подход к оценке устойчивости по напряжению, включая контроль напряжения и обеспечение резервов мощности в узлах нагрузки. Для узлов, ограниченной статической устойчивостью назначают контрольные пункты с установленными значениями напряжения и обеспечивают резерв реактивной мощности для поддержания напряжения в аварийных ситуациях [34].

Согласно Таблице 1.2, связанные с нарушением устойчивости по напряжению аварии в ЭЭС происходят достаточно часто, несмотря на то, что случай с лавиной напряжения в Московской аварии 2005 года не является типичным для российской энергосистемы в целом, где в основном преобладают длинные протяженные связи и ограничения по устойчивости параллельной работы, а больше напоминают западные концентрированные энергосистемы, где снижение напряжения играет важную роль при нарушении устойчивости системы. С учетом тенденции роста мегаполисов и крупных промышленных центров, возможно предположить, что в ЭЭС России могут возникнуть аналогичные аварии, вызванные резким снижением напряжения.

В послеаварийном режиме обычно снижен запас устойчивости по сравнению с нормальным, а также имеется большое количество отключенных сетевых

элементов, генерирующего оборудования и потребителей. Для восстановления режима работы ЭЭС диспетчерский персонал на этапе восстановления включает ранее отключенное оборудование, вводит оборудование из ремонта, включает отключенных потребителей и создает наиболее надежную послеаварийную схему [31].

Таблица 1.2 – Возникновение различных типов возмущений в системных авариях

Системная авария, дата, страна	Тип аварийного возмущения			
	Лавина напряжения	Лавина частоты	Перегрузка элементов	Потеря синхронизма
09.11.65, США	-	-	+	-
31.05.75, СССР, Казахстан	-	+	-	+
13.07.77, США, Нью-Йорк	-	+	-	-
19.12.78, Франция	+	-	+	-
02.07.96, США	+	-	+	-
07.08.96, США	+	-	+	-
14.08.03, США, Канада	+	-	+	-
23.09.03. Дания, Швеция	+	-	+	-
28.09.03, Италия	-	+	+	+
12.07.04, Афины, Греция	+	-	-	-
14.03.05. Австралия	-	-	-	+
25.05.05, Москва, Россия	+	-	+	-
31.07.12, Индия	+	-	+	-
27.06.17, Сибирь, Россия	-	-	+	+

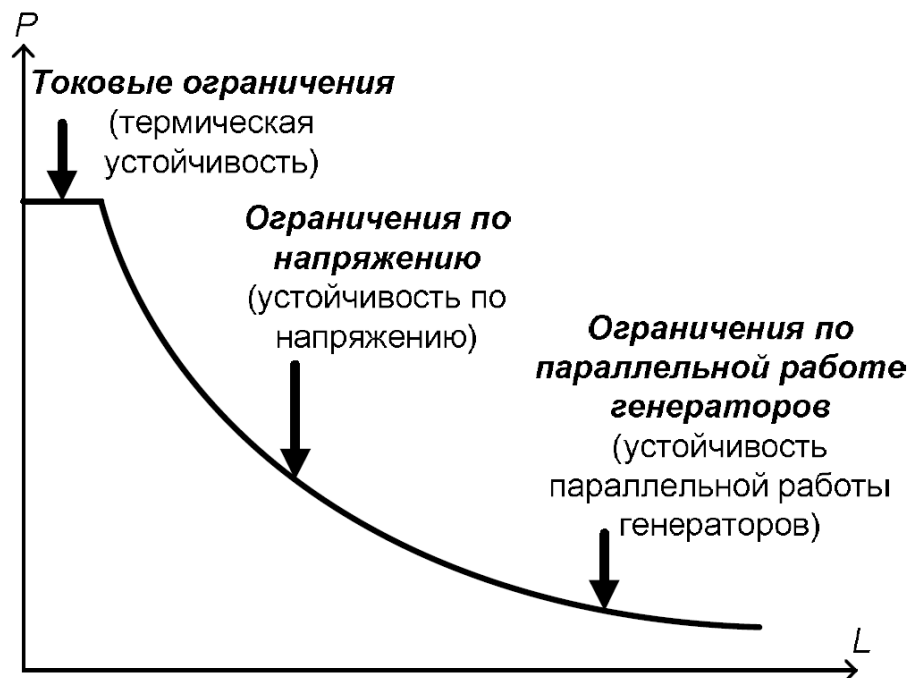
1.2. Устойчивость энергосистем по напряжению

Наличие ограничений по устойчивости определенного типа в первую очередь связано со структурой самого энергообъединения. Ограничения по динамической

устойчивости возникают в крупных узлах выдачи активной и реактивной мощности, когда вследствие резкого снижения напряжения, к примеру, при трехфазном КЗ, связь между электростанциями настолько ослабляется, что устойчивость системы часто нарушается. Таковыми узлами могут являться как отдельные электростанции (например, Усть-Илимская ГЭС), так и совокупность электростанций, объединенных устойчивыми связями. Статическая устойчивость параллельной работы ограничивает пропускную способность протяженных транзитных связей. Как известно, протяженные связи обладают высоким сопротивлением, что, в свою очередь, снижает предел передаваемой мощности по электропередаче. Вышеперечисленные ограничения, из-за географической протяженности территории России, наличия протяженных связей и крупных узлов генерации, в той или иной степени преобладают в ЕЭС России. Ограничения по устойчивости по напряжению в большинстве присутствуют в концентрированных энергосистемах, характеризующиеся устойчивыми связями с большим потреблением активной и реактивной мощности. Снижение напряжения в таких ЭЭС является ключевым фактором, снижающим устойчивость системы. Характерными примерами таких систем являются крупные промышленные центры и мегаполисы, а также большинство ЭЭС Европы и Америки [35-36].

Анализ системных аварий, где определяющим фактором является устойчивость по напряжению, происходивших в мегаполисах развитых стран мира (США и Европы) в последние десятилетия и сопровождавшихся значительным ущербом, указывает на возможность возникновения и развития подобных нарушений и в ЕЭС России, так как по факту развития экономики будут развиваться инфраструктура и промышленные центры, которые могут формировать структуру отдельных районов ЕЭС, подобной западным. В зависимости от параметров режима, отклонение которых исследуется при нарушении устойчивости в ЭЭС, выделяют ограничения по напряжению, а именно: в узлах нагрузки и устойчивость по напряжению системы и устойчивость

параллельной работы генераторов, которые в зависимости от передаваемой мощности P и длины электропередачи L представлены на Рисунке 1.2.



Говоря об устойчивости по напряжению, можно отметить что при аварийных отключениях в ЭЭС возникают схемы, при которых передаваемая мощность ограничивается запасом устойчивости по напряжению, что является следствием недостатка реактивной мощности в узле или в отдельном энергорайоне. Проблемы с компенсацией реактивной мощности возникают из-за увеличения перетоков активной мощности, что приводит к повышенным потерям реактивной мощности. В связи с этим становится важным обеспечение необходимого уровня напряжения и создание достаточных резервов реактивной мощности для поддержания устойчивого функционирования электроэнергетической системы. Однако, на практике полностью реализовать эти требования при увеличении пропускной способности сети не всегда удастся. Это, в свою очередь, может привести к

нарушениям устойчивости напряжения, которые могут привести к лавинному эффекту в ЭЭС. В зависимости от физических причин, вызывающих эти нарушения, неустойчивость напряжения может быть разделена, согласно [5] на временные интервалы (Таблица 1.3) [37].

Нарушение устойчивости по напряжению в переходном процессе характеризуется резким падением напряжения, возникающим по нескольким причинам: 1) в соответствии со своими свойствами нагрузка стремится очень быстро восстановить свое потребление после аварийного возмущения; 2) при «опрокидывании» асинхронных двигателей происходит быстрый рост потребляемой реактивной мощности. В случае среднесрочной неустойчивости по напряжению, нарушения возникают, в основном, за счет автоматических действий устройства РПН которое пытается восстановить напряжение на шинах нагрузки. Несмотря на медленное развитие аварийного режима, время, необходимое для выполнения необходимых действий ниже физических возможностей оперативного и диспетчерского персонала. В связи с этим, активно используются автоматические устройства включения или отключения (например, батареи статических конденсаторов (БСК), управляемые шунтирующие реакторы (УШР) блокировки РПН, или устройства автоматического включения генераторов).

Таблица 1.3 – Временные интервалы неустойчивости напряжения

Причина	Длительность	Решение
Долгосрочная неустойчивость		
Увеличение электрической нагрузки	Несколько десятков минут	Третичное и превентивное управление
Среднесрочная неустойчивость		
Регулирование напряжения под нагрузкой	От 1 до 5 минут	Вторичное и противоаварийное управление
Неустойчивость в переходном процессе		
Динамические нагрузки	От 10 до 20 секунд	Локальные защиты и регуляторы

Долгосрочная неустойчивость по напряжению возникает по причине медленного роста потребления в ЭЭС. Длительность соотносится с временем послеаварийного режима, который, в большинстве случаев составляет 20 минут и дает возможность диспетчеру предпринять эффективные действия по ликвидации нарушения.

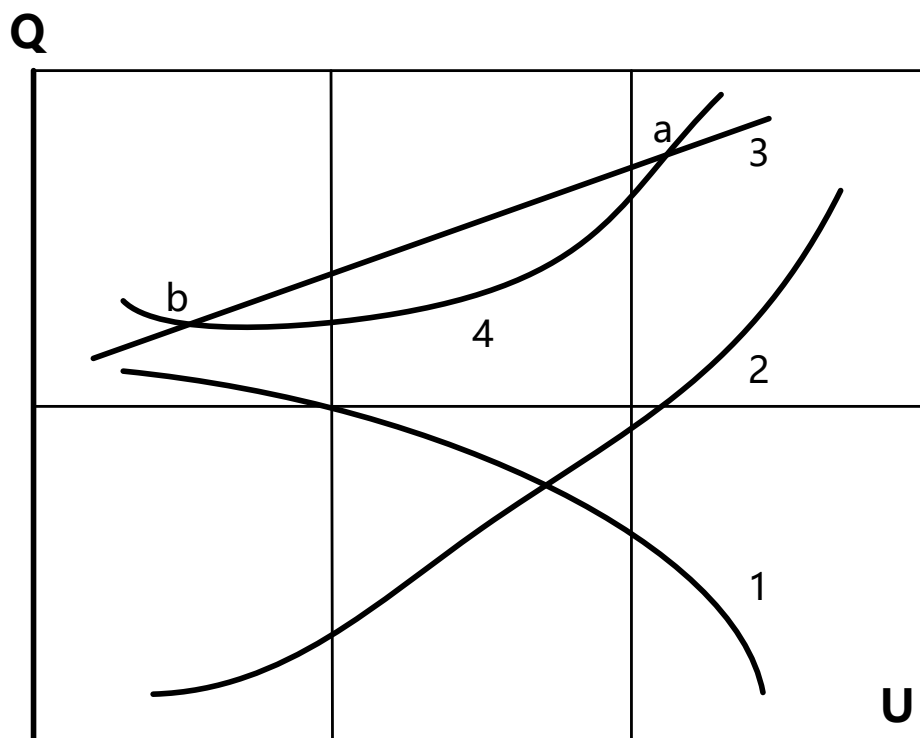


Рисунок 1.3 – Изменение напряжения в узлах нагрузки [5]

Обращаясь к терминологии стоит отметить, что в российской нормативной документации понятие устойчивость по напряжению, как и термин ненормативное возмущение отсутствует. В сетевом стандарте по управлению режимами ЭЭС союза европейских системных операторов ENTSO-E [91] «устойчивость по напряжению» (*voltage stability*) означает способность энергосистемы поддерживать заданные значения напряжения во всех узлах энергосистемы в текущем режиме, а также после воздействия возмущения [38] и условно разделяется на два типа: по напряжению в узле нагрузки и системная устойчивость по напряжению.

Первый тип может возникнуть при отключении нескольких ЛЭП питающих узел нагрузки при условии, что имеется небаланс характеристик различных СКРМ. В соответствии с Рисунком 1.3, реактивная мощность синхронных генераторов (СГ) при снижении напряжения в сети увеличивается (кривая 1, Рисунок 1.3), в то время как у батарей конденсаторов она снижается квадратично (кривая 2, Рисунок 1.3). Нередко в дефицитных районах, реактивной мощности СГ недостаточно и в качестве СКРМ является зарядная мощность ЛЭП и батареи конденсаторов.

Условие устойчивости в этом случае может быть определено как:

$$\frac{d(Q_g - Q_{sl})}{dU} \geq 0, \quad (1.1)$$

где Q_g – суммарная генерируемая реактивная мощность (кривая 3, Рисунок 1.3), Q_{sl} – реактивная мощность нагрузки (кривая 4, Рисунок 1.3). На основании этого можно сказать, что ЭЭС будет находиться в устойчивом состоянии в области, где производная dQ/dU больше нуля, при этом предельный режим достигается при dQ/dU в нулевой точке. Состояние, в котором достигается предел по устойчивости, можно назвать критической точкой (точка лавины напряжения). Важно отметить, что на практике в реальных ЭЭС критическая точка может быть достигнута и ранее, что может затруднить процесс выявления опасных режимов.

Второй тип отличается от первого тем, что причиной его возникновения является существенная загрузка, а в ряде случаев и перегрузка ЛЭП по активной мощности, которые приводят к статичному снижению напряжения на больших участках сети, которое может достигать 15 – 20 % (Рисунок 1.4, б). Выход параметров электроэнергетического режима за допустимые пределы, в данном случае, может оказаться причиной крупных системных аварий в ЭЭС [37-39]. Подробная математическая реализация лавины напряжения такого типа приведена в [41]. Предельные значения снижения запаса устойчивости характеризуются dQ_2/dU_2 (прерывистая линия, Рисунок 1.4, а), что дает упрощённое представление о лавине напряжения сети.

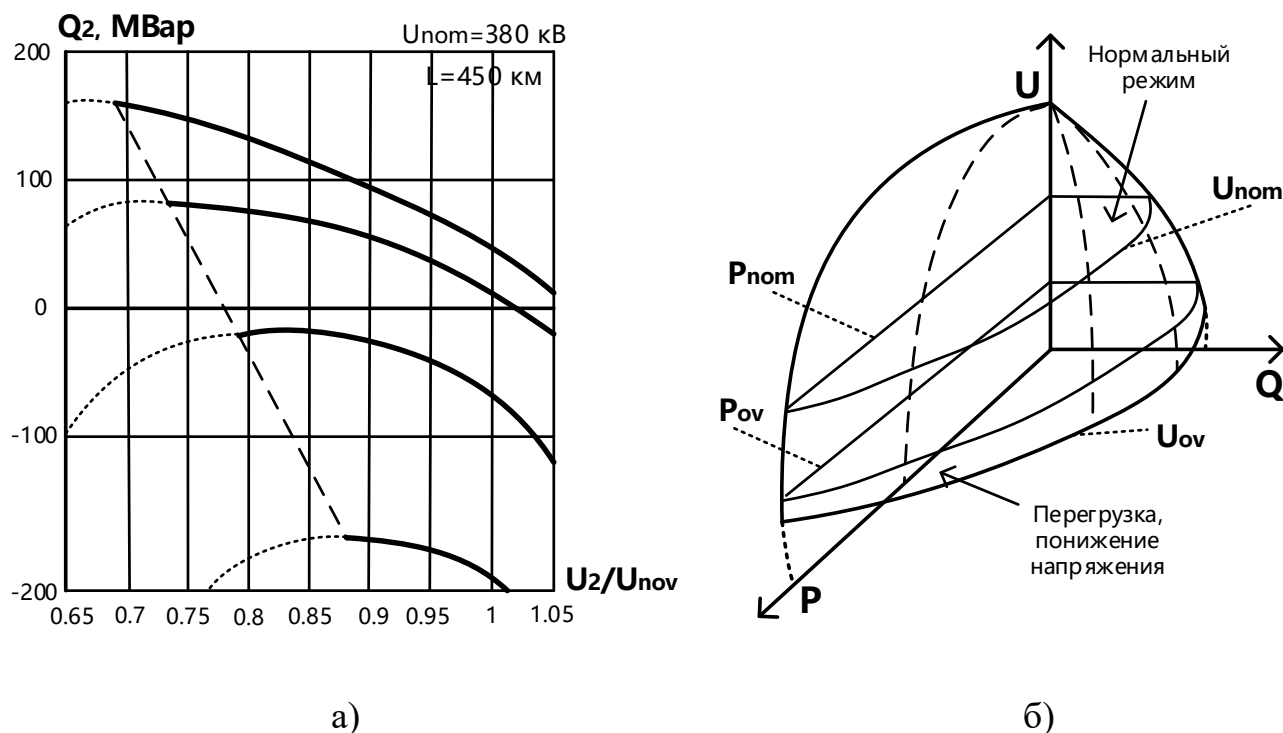


Рисунок 1.4 – Характеристики устойчивости по напряжению: а) зависимость реактивной мощности от напряжения (QU) при различных значениях передачи активной мощности; б) различные режимы работы, где P_{nom} и U_{nom} – исходные значения, а P_{ov} и U_{ov} соответствуют аварийному режиму [5]

Проблема устойчивости напряжения обычно связана с возможностью передачи необходимой активной и реактивной мощности через сеть от генерации к нагрузке. На Рисунке 1.5 можно увидеть PU -кривую сети 220 кВ, которая иллюстрирует предел устойчивости электроэнергетической системы по напряжению при увеличении нагрузки до нарушения устойчивости. Кривая QU отображает чувствительность и изменение напряжения в узле относительно инъекций реактивной мощности.

Анализ «долгосрочной» неустойчивости по напряжению состоит в оценке наличия резервов активной и реактивной мощности на рассматриваемых временных интервалах. При отсутствии дополнительных возмущений возрастание нагрузки будет соответствовать движению вдоль кривой PU от точки А к точке В

(Рисунок 1.5), и чтобы избежать лавины напряжения потребуется ввод в работу резервных источников мощности или отключение нагрузки потребителей.

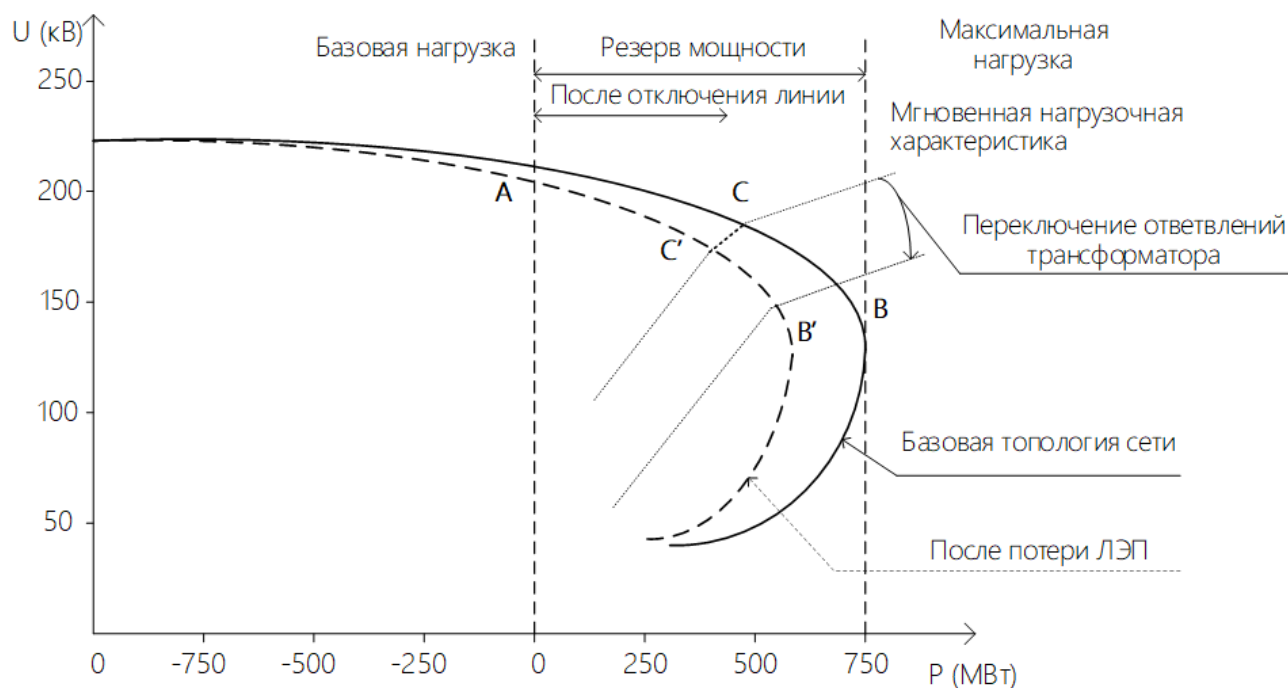


Рисунок 1.5 – P U -зависимость (графическое представление предела устойчивости по напряжению в ЭЭС) [5]

Так, при аварийном отключении ЛЭП в точке C (Рисунок 1.5) система будет двигаться по «мгновенной» нагрузочной кривой в соответствии со своими динамическими характеристиками из точки C в точку C' . Чувствительность нагрузки к напряжению приведет к ее снижению, что, в свою очередь, приведет к снижению самого напряжения. В данном случае, РПН трансформаторов, работающих в автоматическом режиме, будет изменять свои коэффициенты трансформации, чтобы восстановить нормальное напряжение на шинах потребителя, соответствующее уровню нагрузки до возмущения.

На Рисунке 1.6 показано изменение напряжения на шинах узла нагрузки с течением времени. В нормальном режиме РПН и автоматические системы регулирования поддерживают номинальное напряжение на шинах потребителя.

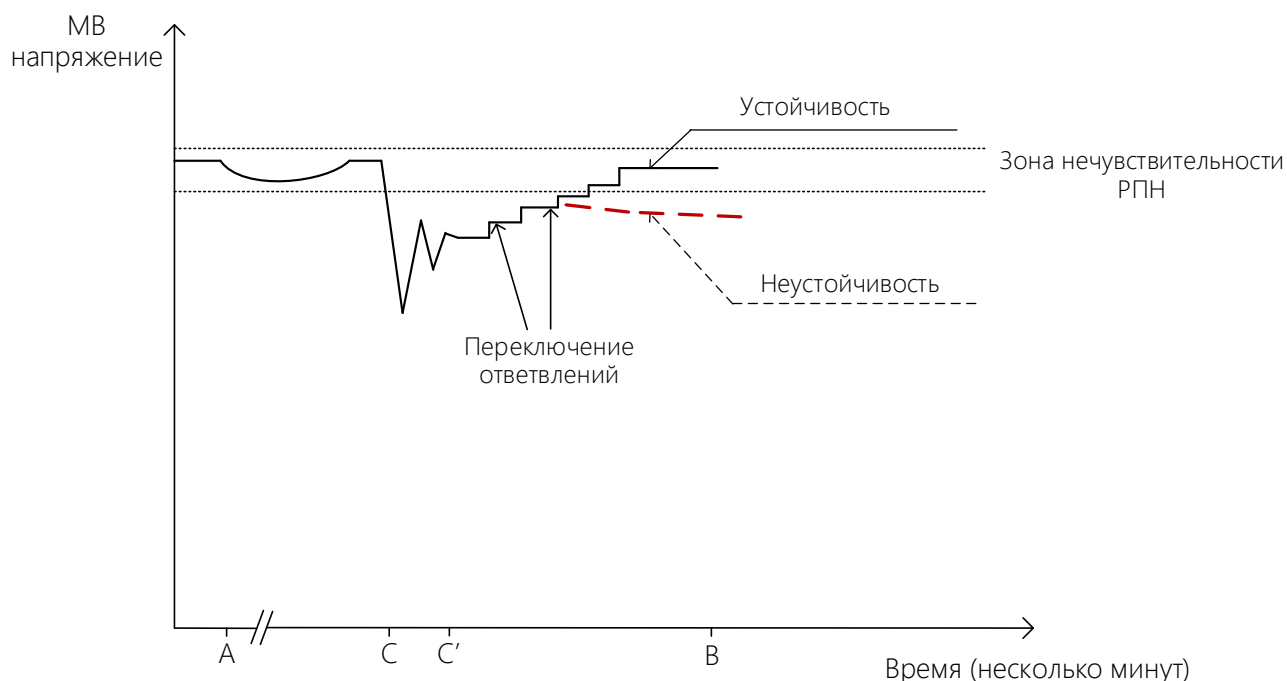


Рисунок 1.6 – Типовое изменение напряжения потребителя [5]

После значительного аварийного возмущения в ЭЭС напряжение падает. Однако, в последующей стадии коэффициенты трансформации изменяются автоматически, чтобы восстановить напряжение. Такие изменения можно описать следующими интервалами:

- А – С. Данный временной интервал составляет несколько десятков минут, прежде чем режим достигнет предельного. На данном этапе, при необходимости, нужно реализовать резервы реактивной мощности.
- С – С'. Этот интервал включает время работы РЗА при аварийном возмущении, протекание электромеханических переходных процессов и действия автоматики регулирования возбуждения (АРВ) СГ, и занимает порядка 10 – 20 с. Нарушение устойчивости по напряжению в переходном процессе может соответствовать либо отсутствию точки С', либо ее расположению за пределами «носа» кривой.
- С' – В'. Данный переход происходит, в основном, за счет действия РПН трансформаторов и на практике занимает до нескольких минут. В данном случае, если точка С соответствует ситуации, при которой требуемая нагрузка до

возмущения была больше максимально допустимой после возмущения, то такой переход в итоге приведет к нарушению устойчивости по напряжению.

Неустойчивость по напряжению, вызванная лавиной напряжения, приводит к ухудшению уровней напряжения во всей системе [42] и последующей потере синхронизма. Однако следует отметить, что неустойчивость по напряжению представляет собой локальную проблему, связанную с дефицитом реактивной мощности. Основными ее причинами, возникающими после возмущений в ЭЭС, являются локальные дефициты реактивной мощности, а также снижение предела ее передачи и возрастания потерь реактивной мощности. По этим причинам может также возникать риск внезапной лавины, связанной с низкой чувствительностью напряжения сбалансированных нагрузок, а также характеристик быстрого восстановления динамических нагрузок, действующих вместе с устройствами ограничения АРВ синхронных машин [43]. В данном случае процесс локальной лавины напряжения усугубляется еще и последовательным отключением генераторов, находящихся в близлежащих районах с последующим расширением его зоны.

1.3. Объект исследования и его модель

В диссертации проводится анализ современной ЭЭС с сложной структурой, включающей в себя ЛЭП средней протяженности. Главной целью исследования является обеспечение устойчивости напряжения, для достижения которой используется математическая модель ЭЭС, основанная на нелинейных дифференциальных и алгебраических уравнениях:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y), \\ 0 &= g(x, y),\end{aligned}\tag{1.2}$$

где $x \in \mathbb{R}^n$ – переменные состояния ЭЭС, $y \in \mathbb{R}^m$ – алгебраические переменные (такие как напряжение, фазовый угол и другие), дифференциальная часть

$f: \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^n$, алгебраическая часть $g: \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \rightarrow \mathbb{R}^m$. Различные модели представляют f и g по-разному в зависимости от конкретной задачи и объекта исследования. При анализе лавины напряжения могут быть использованы как статический, так и динамический подход. В статическом подходе исследуются алгебраические или полные дифференциально-алгебраические уравнения электроэнергетической системы. Например, исходя из (1.2), система уравнений, описывающая динамику электромагнитных переходных процессов, может быть представлена следующим образом:

$$\begin{aligned}\frac{d\zeta_s}{dt} &= \varphi_s(\zeta_s, \zeta_i, \zeta_f, u, t); \\ \frac{d\zeta_i}{dt} &= \varphi_i(\zeta_s, \zeta_i, \zeta_f, u, t); \\ \frac{d\zeta_f}{dt} &= \varphi_f(\zeta_s, \zeta_i, \zeta_f, u, t),\end{aligned}\quad (1.3)$$

где ζ_s - переменные, описывающие поведение систем с большими постоянными времени, ζ_i - переменные, характер изменения которых определяет свойства переходного процесса, ζ_f - переменные, характеризующие процессы с малыми постоянными времени¹, u, t - вектор дискретных переменных и время. Исходя из вышесказанного, можно следующим образом переопределить переменные, входящие в (1.2): ζ_s - вектор постоянных величин; ζ_f - вектор алгебраических переменных, претерпевающих мгновенные изменения при коммутациях; ζ_i - вектор переменных состояния (фазовых переменных). Тогда система дифференциальных уравнений (1.2) может быть представлена в следующем виде:

¹ В частности, при расчете электромеханического движения в большинстве случаев полагают мгновенный характер изменения переменных, описывающих электромагнитные процессы при коммутациях в сети. При этом работы, учитывающие одновременно быструю и медленную динамику, стали появляться относительно недавно и необходимость в таких работах обусловлена, прежде всего, началом широкого внедрения элементов силовой электроники в ЭЭС.

$$\begin{cases} \frac{dX}{dt} = f(X, Y, C, u, t); \\ 0 = g(X, Y, C, u, t). \\ X(t_0) = X_0 \\ Y(t_0) = Y_0 \end{cases}, \quad (1.4)$$

где X, Y - вектора переменных состояния и алгебраических переменных; X_0, Y_0 - вектора начальных значения переменных состояния и алгебраических переменных; C - постоянные параметры системы.

Соответственно связь между (1.3) и (1.4) определяется следующими тождествами:

$$C \equiv \xi_s = const; \quad X \equiv \xi_i; \quad Y \equiv \xi_f; \quad f \equiv \varphi_i; \quad g \equiv \varphi_f, \quad (1.5)$$

Таким образом, при исследовании лавины напряжения как сугубо динамического феномена используют общепринятую модель динамики ЭЭС в форме (1.3). Исследование устойчивости с использованием алгебраических уравнений установившегося режима (УР) представляет собой стандартную практику в инженерном проектировании и расчете максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях [35]. Предполагается, что система не будет самораскачиваться при любых изменениях перетоков активной мощности, при условии правильной настройки систем регулирования возбуждения генераторов. Это предположение позволяет не проводить анализ дифференциально-алгебраических уравнений системы электроэнергетики и ограничиться только изучением алгебраических уравнений. Однако для корректной настройки регуляторов и обеспечения периодической (колебательной) устойчивости обычно требуется проведение анализа статической устойчивости с использованием полной системы уравнений.

Из анализа в разделе 1.1 следует, что одной из основных причин серьезных системных аварий является нарушение устойчивости по напряжению. Большая часть аварийных ситуаций в ЭЭС развиваются достаточно быстро по среднесрочному сценарию неустойчивости напряжения. Поэтому для создания адаптивной системы ПАУ можно ограничиться математическим описанием ЭЭС

без уравнений динамики, используя только уравнения потокораспределения. Таким образом, система будет моделироваться только на основе алгебраических уравнений g (1.2).

Для изменяющихся динамично нагрузок устойчивость по напряжению может быть описана с помощью якобиана потокораспределения УР ЭЭС. Линеаризованные уравнения УР в точке решения могут быть представлены как [25]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\delta} & \frac{dP}{dU} \\ \frac{dQ}{d\delta} & \frac{dQ}{dU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{bmatrix}, \quad (1.6)$$

где $\Delta P, \Delta Q, \Delta\delta, \Delta U$ – соответственно, вектора инкрементных изменений инъекций активной и реактивной мощности, углов и напряжений в ЭЭС.

В более простом представлении, данная устойчивость может быть определена через специальное выражение для расчета напряжения в узле нагрузки (на примере двухузловой системы с шиной бесконечной мощности):

$$U_L = \sqrt{\frac{(U_G^2 - 2Q_L X) - \sqrt{(2Q_L X - U_G^2)^2 - 4X^2(Q_L^2 - P_L^2)}}{2}}, \quad (1.7)$$

где U_L и U_G — напряжения нагрузочного и генераторного узлов соответственно; P_L, Q_L — активная и реактивная мощности нагрузки соответственно; R, X — активное и реактивное сопротивления линии соответственно. Важно отметить, что выражение (1.7) будет также справедливо и для реальных ЭЭС с множеством источников энергии, нагрузки и линий электропередач. Исходя из (1.7) в общем случае предел устойчивости по напряжению будет достигнут при условии:

$$\left| \frac{S_L}{Y_{LL}^* U_L^2} \right| = 1, \quad (1.8)$$

На основании выражений (1.6) и (1.7) также могут быть построены отмеченные ранее кривые PU и QU (Рисунки 1.3 – 1.5), которые определяют пределы по максимальному утяжелению УР ЭЭС с точки зрения устойчивости по напряжению.

1.4. Недостатки систем обеспечения устойчивости по напряжению

Для обеспечения устойчивости по напряжению в ЭЭС требуется эффективно регулировать напряжение путем изменения состояния СКРМ до возникновения нарушений нормального режима, либо быстрого управления реактивной мощностью при аварии. Основной целью систем ПАУ в ЭЭС является обеспечение устойчивости, предотвращение развития аварийных ситуаций и обеспечение ее нормального функционирования [44, 45]. Задачи систем ПАУ также включают в себя предотвращение возможного развития аварии на самой ранней стадии и обеспечение быстрого восстановления нормального режима в моменте, где было локализовано развитие аварийной ситуации [46].

Стоит отметить, что в настоящее время в ЕЭС России отсутствуют полноценные системы обеспечения устойчивости по напряжению, так как процессы в ЭЭС протекают намного быстрее (темпы протекания процесса лавины напряжения выше, чем у лавины частоты), чем скорость реализации УВ от ПА. Основным средством обеспечения устойчивости в ЕЭС России является АПНУ, в том числе обеспечивающая 10% запаса по статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в ПАР, а основным локальным средством сохранения устойчивости по напряжению является АОСН. Отметим, что принципы работы АПНУ недостаточно эффективны для обеспечения корректного управления в нерасчетных режимах и при возникновении ненормативных возмущений в случае системных аварий [49].

Также рассмотрим принципы работы АОСН как средства обеспечения устойчивости напряжения на локальном уровне. В случае аварийных ситуаций напряжение в узлах сети может опускаться ниже допустимых значений, что может нарушить устойчивость нагрузки или всей ЭЭС. АОСН реагирует на это, используя напряжение (как правило $1,1U_{кр}$) на шинах определенных узлов пусковым фактором, инициируя изменение режима работы СКРМ или отключения нагрузки (ОН) для обеспечения баланса реактивной мощности в узле [45]. Для этого АОСН

использует два реле напряжения с высоким коэффициентом возврата, подключенных к различным трансформаторам напряжения, а также реле времени. Временные характеристики АОСН обычно составляют от 5 до 15 секунд и должны быть отстроены от действия других устройств РЗА (АПВ, АВР и т.д.) [47]. Негативными факторами в данном случае являются большие выдержки времени реализации УВ ввиду необходимости отстройки от КЗ и высокая дискретность регулирования СКРМ. Исполнение подобных автоматических систем отличается простотой, что является их преимуществом, однако хоть они легки в установке и обслуживании, для эффективного распределения реактивной мощности между узлами нагрузки необходима координация, которая часто не предусмотрена в настройках АОСН.

Анализ структуры и функционирования ПАУ ЕЭС России, а также исследование аварий, проведенных в [5], позволяют выявить некоторые недостатки при обеспечении устойчивости напряжения. К ним можно отнести низкую степень отказоустойчивости элементов, недостаточную адаптивность системы при ненормативных возмущениях, а также отсутствие координации между локальными устройствами и значительную ступенчатость регулирования. Исследование, проведенное в [49], указывает на рост централизации функций ПАУ как в России, так и за рубежом, без соответствующей декомпозиции задач управления. Главная цель такой централизации – обеспечение устойчивости ЭЭС, однако негативные аспекты централизации включают в себя снижение надежности систем управления из-за сложности структуры компонентов и увеличение их стоимости из-за высокой вычислительной мощности, необходимой для анализа различных ситуаций. Поэтому важно не препятствовать применению децентрализованных адаптивных интеллектуальных систем управления, чтобы улучшить способность ПАУ к адаптации к нестандартным ситуациям.

Таким образом, в главе сформулированы недостатки существующих систем ПА, которые уже послужили причинами каскадного развития аварий в том числе в ЕЭС России. Это говорит о необходимости разработки интеллектуальных систем

нового поколения, которые могли дополнить существующие системы ПАУ с учетом ее «слабых мест» для повышения устойчивости ЭЭС по напряжению.

1.5. Новые подходы к совершенствованию систем ПАУ

Традиционные методы оценки устойчивости в ЭЭС основаны на решении систем дифференциальных уравнений переходных процессов с детальным моделированием всех нарушений режима работы ЭЭС, и требуют большого времени для передачи и обработки измерений. Наибольшую сложность с точки зрения перебора возможных аварийных возмущений представляют концентрированные ЭЭС, где преобладают ограничения по напряжению. Кроме того, при использовании нелинейных статических и динамических моделей возникают сложности с проверкой корректности выдаваемых УВ. Поэтому возникает необходимость в применении эффективных алгоритмов, использующих параметры реального времени для своевременного выявления предаварийных состояний, какими являются интеллектуальные комплексы ПАУ.

В интеллектуальных комплексах ПАУ по напряжению необходимо устранить недостатки, отмеченные выше. Они должны быть адаптированы, на основании анализа характерных факторов, к возможным нерасчетным схемно-режимным условиям косвенно указывающих на возможность возникновения каскадного развития аварии. Для увеличения скорости выдачи УВ и упрощения процессов самодиагностики необходимо обеспечить оптимальное соотношение сложности и простоты реализации алгоритмов ПАУ. Новое поколение систем ПАУ должно также координировать локальные устройства с помощью внедрения средств адаптации этих устройств к изменяющимся условиям функционирования ЭЭС. Отказоустойчивость также является важным параметром современных ПАУ. Одним из способов его повышения является увеличение уровня децентрализации и возможностей адаптации к изменяющимся параметрам электроэнергетического режима, тем самым повышая надежность работы самой ЭЭС [50].

Обобщая вышесказанное, выделим определенные требования интеллектуальным системам ПАУ в ЭЭС, выработанные в [5]:

- *Возможность интеллектуального мониторинга и оценки состояния режима ЭЭС.* Наличие данной функции должно в автоматическом режиме идентифицировать возможные опасные состояния ЭЭС с возможностью реализации превентивных УВ во избежание каскадного развития аварии.
- *Возможность предсказания потенциально опасных состояний ЭЭС.* Интеллектуальные системы должны выявлять вероятность возможного перехода к стадии каскадного развития аварии на основании анализа предаварийной информации. Предполагается, что интеллектуальные комплексы должны выдавать превентивные УВ исходя из анализа предаварийного режима, а не действовать по факту возникновения аварии.
- *Отказоустойчивость и координация локальных ПА.* Выполнение данных требований может быть достигнуто повышением уровня децентрализации создаваемых систем ПАУ и возможности их адаптации к нерасчетным режимам в ЭЭС.
- *Эффективное ПАУ в ЭЭС со сложной структурой.* ПАУ нового поколения должно эффективно функционировать в аварийных ситуациях, возникающих в концентрированных ЭЭС где преобладают ограничения по напряжению.
- *Дополнение существующих систем ПАУ.* Интеллектуальные системы ПАУ должны обладать возможностью интегрирования в существующие системы ПАУ ЕЭС России, выполняя часть ее функций без усложнения и существенного увеличения стоимости программно-аппаратной реализации.
- *Способность самодиагностики и самовосстановления* в случае появления неисправностей и отказов средств управления.

Таким образом, выполнение вышеописанных требований к новым системам ПАУ по напряжению будет способствовать устранению тех недостатков

существующих систем ПАУ ЕЭС России в целях предотвращения развития аварий в ЭЭС.

1.6. Постановка задачи

В связи с развитием и концентрацией энергорайонов, увеличением электропотребления и внедрением объектов малой генерации в структуру электроэнергетической системы России, возрастает важность обеспечения устойчивости напряжения при возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме. Как показал анализ системных аварий, существующие системы ПАУ по напряжению ввиду определённых недостатков в ряде случаев могут быть недостаточно эффективны, что, как показала практика, может приводить к каскадному развитию аварий.

Таким образом в главе обоснована необходимость совершенствования существующей системы ПАУ ЕЭС России в части обеспечения устойчивости по напряжению. Для решения этой проблемы, в работе сформулированы и решаются следующие задачи:

1. Разработка алгоритмов и принципов построения новой *интеллектуальной автоматики регулирования напряжения и реактивной мощности (ИАРН)* с учетом описанных требований для интеллектуальных систем ПАУ в ЭЭС.
2. Разработка программного прототипа ИАРН, использующего разработанные методы на основе мультиагентных систем и машинного обучения.
3. Исследование поведения ИАРН как средство предотвращения нарушения устойчивости при возникновении различного рода возмущений в ЭЭС.
4. Оценка возможности внедрения ИАРН в существующую структуру ПАУ ЕЭС России, с сохранением существующих иерархических принципов.

Глава 2. Интеллектуальные системы регулирования напряжения

2.1. Схемы регулирования напряжения

В современных ЭЭС применяемые схемы регулирования напряжения и реактивной мощности разделяют в [51] на две основные категории: *коммуникационные* и *автономные* (или *локальные*). Дополнительная классификация первой категории может быть определена на основе способа обмена информацией между участвующими элементами сети как: *централизованные*, *децентрализованные* и *распределенные*. Также возможно сочетание этих схем для более оптимального управления.

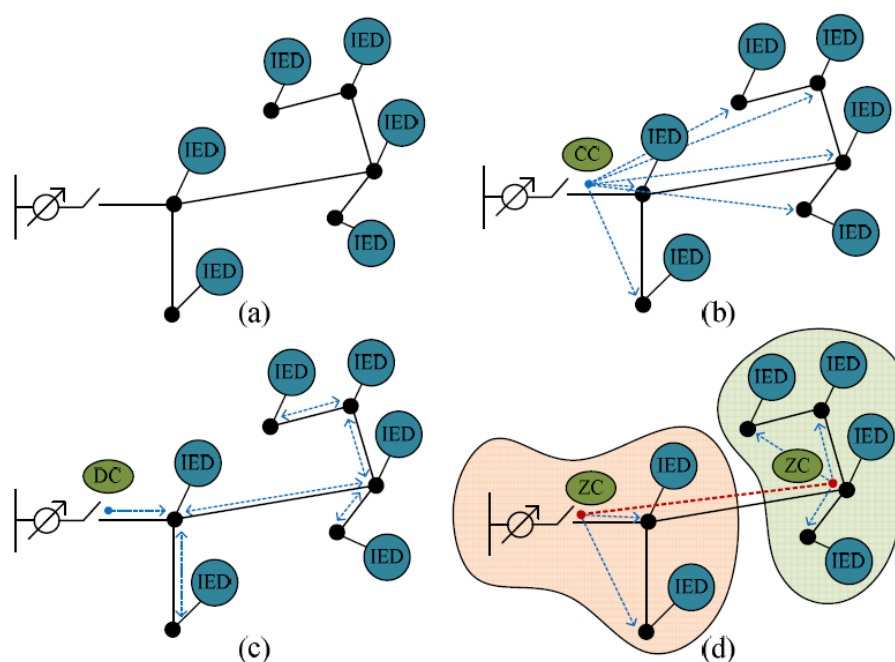


Рисунок 2.1 – Классификация схем регулирования на основе их информационного обмена [51]

При локальном регулировании, показанном на Рисунке 2.1 «а», контроллеры IED (обозначенные как интеллектуальные электронные устройства – *intelligent*

electronic devices) используют только измерения в точке общего подключения РСС (*point of common coupling*) и никакие другие [52-54]. Использование подобной схемы позволяет с высокой скоростью реагировать на изменения в ЭЭС, и при этом на ее работу не влияют нарушения в работе каналов связи. Однако из-за отсутствия координации они не используют весь потенциал распределенных управляемых устройств сети, что может привести к глобально неоптимальным решениям по регулированию напряжения и реактивной мощности. Следует отметить, что к регулированию такого типа относится используемая в ПАУ ЭЭС России локальная АОСН, принципы работы которой были описаны ранее.

В системах централизованного регулирования (Рисунок 2.1, «b») существует один центральный координатор (ЦК), который получает все необходимые измерения сети, преимущественно через интеллектуальные устройства, находит решение проблемы управления и передает уставки устройств обратно в контроллеры (IED) [55-56]. ЦК является единственным элементом сети, который может инициировать выдачу УВ. К существующим системам такого типа можно отнести систему централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА), которая дозирует УВ в зависимости от текущего режима периодическим пересчетом УР и, соответственно таблицы УВ (ТУВ). При всех ее достоинствах, недостатками является недостаточная отказоустойчивость, большое время расчета и выдачи УВ и высокий порог требуемых вычислительных ресурсов. Однако существуют и новые централизованные интеллектуальные системы в том числе имеющих в основе искусственные нейросети (ИНС) и машинное обучение (МО), в которых отсутствуют недостатки вышеуказанных систем, делая их достаточно интересными для использования.

При распределенном регулировании (Рисунок 2.1, «с»), контроллеры не управляются удаленно [57-58], а взаимодействуют друг с другом для принятия коллективного решения в соответствии с поставленными целями системным оператором ЭЭС или конечным потребителем. Каждому контроллеру необходимо обмениваться данными только с соседними узлами, и, как следствие, глобальная

информация о сети (т. е. состояние всех узлов) не требуется для определения УВ. Целью распределенной координационной структуры является создание самоорганизующейся энергосистемы, которая способна эффективно справляться с проблемами, которые могут возникнуть, используя только локальные взаимодействия и обеспечивая возможность «подключи и работай» среди других преимуществ.

Децентрализованное регулирование (Рисунок 2.1, «d»), относится к промежуточному состоянию между централизованным и распределенным, таким образом, что регулирование является частично централизованным и частично распределенным в отношении решений, сигналов или вычислений. Классическим случаем децентрализованного регулирования является разделение (декомпозиция) сети на районы [59-60], где каждая область имеет собственный контроллер, который выполняет функции ЦК своей области, и эти контроллеры могут быть слабо связаны для целей координации, подобно распределенному регулированию, для достижения конкретной цели.

Необходимо отметить, что существуют и гибридные схемы регулирования, которые сочетают в себе несколько из представленных выше схем. В гибридных схемах распределенное регулирование инициируется для распределения имеющихся резервов реактивной мощности только тогда, когда локальное/распределенное регулирование не может удерживать напряжение в установленных пределах. Также централизованное интеллектуальное регулирование может дополняться децентрализованным/распределенным для эффективной координации имеющихся резервов реактивной мощности в ЭЭС.

Распределенные и децентрализованные, а также гибридные системы могут обеспечить надежный и гибкий контроль распределительной сети [61]. Кроме того, они могут быть применимы в условиях ограниченности связи и низкой информационной пропускной способности и гораздо меньше страдают от сбоев в линиях связи. Все эти качества делают их очень привлекательными для применения в интеллектуальных сетях.

2.2. Децентрализованные схемы регулирования напряжения

Децентрализованные схемы регулирования напряжения и реактивной мощности в большинстве представлены в виде мультиагентных систем (МАС). Это системы, состоящие из агентов, взаимодействующих между собой. Под термином «агент» в общем случае понимают специальный автономный программно-аппаратный комплекс с совместимым для некоторой системы интерфейсом для решения конкретной поставленной задачи [5], а применительно к задачам регулирования напряжения – интеллектуальный регулятор напряжения, действующий в узле электрической сети в интересах одного из субъектов, осуществляемого совместно процесса и подчиняющийся единым для всех агентов правилам [33]. В свою очередь, под МАС понимается распределенная сеть связанных саморегулируемых аппаратных агентов, которые действуют совместно для достижения общей цели. Архитектур построения МАС существует очень много, от простых до самых сложных. В общем случае их разделяют на логические, реактивные, архитектуры вида убеждения (желания, намерения) и многослойные архитектуры.

2.2.1. Архитектуры мультиагентных систем

Логические архитектуры используют традиционные системы баз знаний в символьной форме, и их действия выполняются с помощью механизмов интерпретации. Они отличаются простотой представления человеческих знаний в символьной форме и легкостью кодирования. Такие архитектуры могут быть построены так, чтобы быть полными в вычислительном смысле и логика их работы понятна. Однако для операций, требующих быстрого выполнения в условиях ограниченного объема информации, использование сложной логической архитектуры ПАУ нецелесообразно. Исключение составляют простейшие локальные устройства с ограниченным объемом знаний о внешней сети, которые используются в электроэнергетике в виде устройств с реактивной архитектурой.

Реактивные архитектуры функционирует по принципу «стимул-реакция», который активизирует информацию, полученную от сенсоров, и в отличие от логических систем, они не используют сложные модели. К преимуществам таких архитектур относится одномоментная реакция на возмущение, что очень важно для задач ПАУ, однако база знаний для такой реакции достаточно ограничена, что можно отнести к недостаткам. Агенты в МАС с реактивной архитектурой довольно просты в исполнении. В ЕЭС России к таким примерам можно отнести локальные устройства РЗА (АПВ, АВР, АОСН и т.д.) [32]. Причиной отсутствия координации является то, что каждый агент обладает ограниченным набором знаний о других агентах. Подобный факт, как отмечалось выше, сам по себе может привести к каскадному развитию аварии.

Архитектуры убеждения (желания, намерения), являются одной из наиболее популярных архитектур для построения мультиагентных систем. Она использует модальную логику для определения психологических отношений, убеждений и намерений. В различных областях широко применяются множество агентных систем, использующих данную архитектуру. Одной из наиболее известных архитектур для систем процедурного рассуждения является PRS (Procedural Reasoning System) [62].

Многослойная архитектура соединяет реактивные и совещательные виды взаимодействия агентов, предоставляя гибкость иерархически организованных подсистем. Существуют два типа управления: горизонтальное и вертикальное (см. Рисунок 2.2). При горизонтальном управлении слои прямо связывают входы (сенсоры) и выходы (действия), при этом каждый слой выступает в качестве отдельного локального агента. Простота исполнения является преимуществом данного подхода, так как для n различных видов поведения агента архитектура может включать в себя n слоев. Однако, если каждый слой будет функционировать независимо от других, их действия могут быть несогласованными, что потребует вмешательства координирующих агентов. Дополнительной сложностью является большое количество возможных взаимодействий между горизонтальными слоями m^n (где m – число возможных действий, приходящийся на один слой).

В вертикальных архитектурах отсутствуют подобные недостатки, так как в них четко определены входы и выходы, что исключает возможные ошибки в совместной работе. Также вертикальные архитектуры могут быть разделены на одно- и двухпоточные, где управляющий поток направлен от начального слоя к конечному или информация идет сверху вниз, а затем снизу-вверх. Основным преимуществом вертикальных архитектур является уменьшение количества взаимодействий между агентами. Однако их основным недостатком является то, что принимаемые решения зависят от всех слоев, и отказ одного из них может привести к выходу системы из строя.

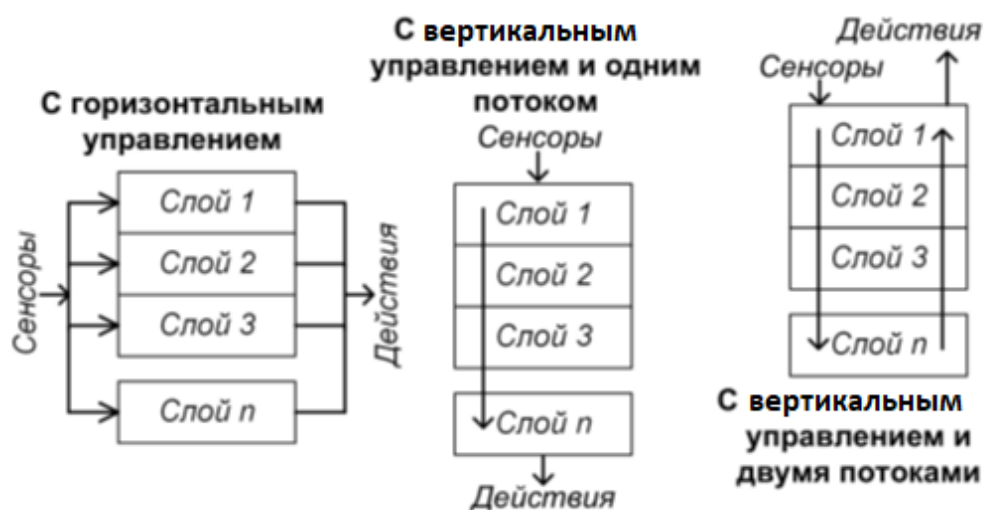


Рисунок 2.2 – Архитектуры построения МАС [5]

Согласованное взаимодействие различных агентов с различными наборами знаний и возможностей в МАС требует координации для предотвращения конфликтов в действиях и учета пересечений районов регулирования (Рисунок 2.3) разных СКРМ [33]. Для эффективной координации агенты должны обмениваться информацией о ситуации в своем районе и о намерениях изменения ее, используя различные подходы, такие как организационное структурирование или распределенное планирование. Для облегчения взаимодействия агенты могут использовать языки межагентного взаимодействия, основанные на теории речевых актов, такие как KQML, FIPA, ACL и другие [63,64].

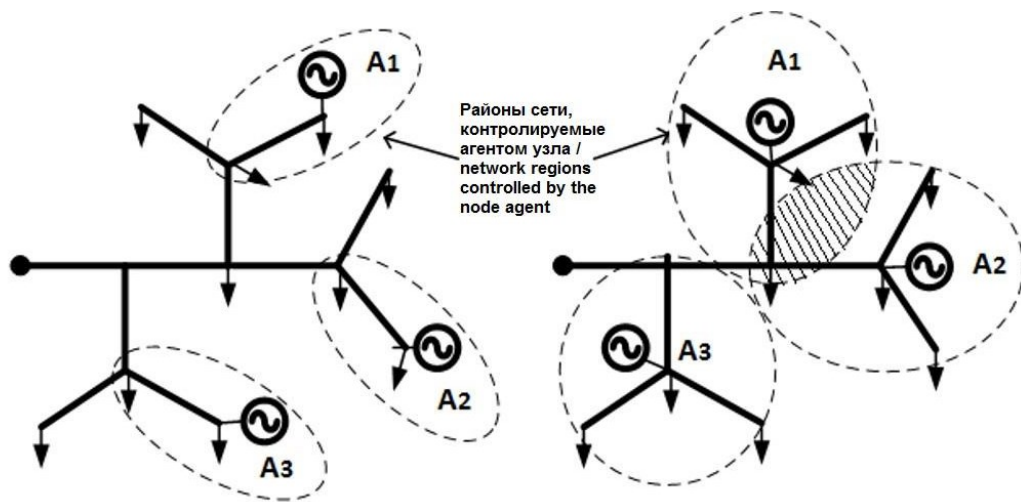


Рисунок 2.3 – Принципиальные схемы активных сетей с малым и сильным взаимным влиянием агентов [33]

Принцип организационного структурирования включает в себя ролевое распределение, установление коммуникационных каналов и делегирование полномочий для обеспечения согласованного поведения агентов. Примером такой организационной структуры является ЛАПНУ, где вышестоящий координирующий агент (ЦСПА) имеет определенный набор знаний о текущем и планируемом состоянии сети и устанавливает в соответствии с иерархической структурой протоколы для работы других агентов. Коммуникация между агентами в АПНУ осуществляется по каналам передачи данных с четко определенной структурой [32].

Для координации действий агентов используется распределенное мультиагентное планирование [65]. В этой системе агенты работают вместе для создания протокола, определяющего необходимые действия и взаимодействия для достижения цели. Агенты изменяют свои индивидуальные протоколы, пока все конфликты не будут разрешены. Этот подход основан на повышении интеллектуального уровня каждого агента, а не на иерархии подчинения, что соответствует принципам децентрализованной адаптивной ПА.

При построении интеллектуального ПАУ целесообразно использовать многослойную архитектуру агентов, т.к. она включает как совещательные, так и реактивные свойства. Совещательные возможности повышают *адаптивность* и

отказоустойчивость, а реактивные свойства локальных устройств ПА могут быть также включены в агентную архитектуру. С точки зрения принципов координации оба подхода имеют свои достоинства и недостатки, поэтому целесообразно будет применять смешанный подход, включающий оба вида управления.

2.2.2. Принципы построения мультиагентных систем

МАС представляют собой другой подход к регулированию напряжения сложных ЭЭС, основанный на самоорганизации основных элементов системы. В таких системах решения принимают программные агенты, на основании заложенной логики действия и локальных параметрах режима, определенных границами энергорайона. Работа агентов базируется на их интересе достижения собственных целей в нормальных условиях сети, при этом не мешая другим участникам достижения их целей. Для достижения этого каждый агент оптимально использует свои ресурсы для поддержания напряжения, использует доступную локальную информацию о состоянии сети, сотрудничает с соседними агентами и предоставляет или получает помощь в случае необходимости. Общие цели всех агентов способствуют предотвращению возможных нарушений нормального функционирования системы [33].

Вторичное регулирование напряжения в МАС основано на координированном подходе, в рамках которого система разделена на районы управления (декомпозиция, Рисунок 2.4). В каждом из этих районов внедрены средства координации реактивной мощности, что позволяет эффективно регулировать напряжение. Каждый район управления имеет контрольный пункт, где напряжение служит основным показателем состояния подсистемы и используется для управления АРВ генераторов. Следует отметить, что координированный подход ко вторичному и третичному регулированию впервые был исследован в ряде европейских стран, таких как Франция, Бельгия Испания и Италия [66-73] и относительно недавно принципы локальной координации СКРМ стали активно применяться в ЭЭС Китая [74]. На Рисунке 2.4 представлена схема тестовой сети

для демонстрации общих принципов использованного мультиагентного подхода, при этом МАС состоит из двух типов агентов: *нагрузки (АН)* и *генерации (АГ)*. Подобный вариант структуры агентов предложен в работах [5, 114].

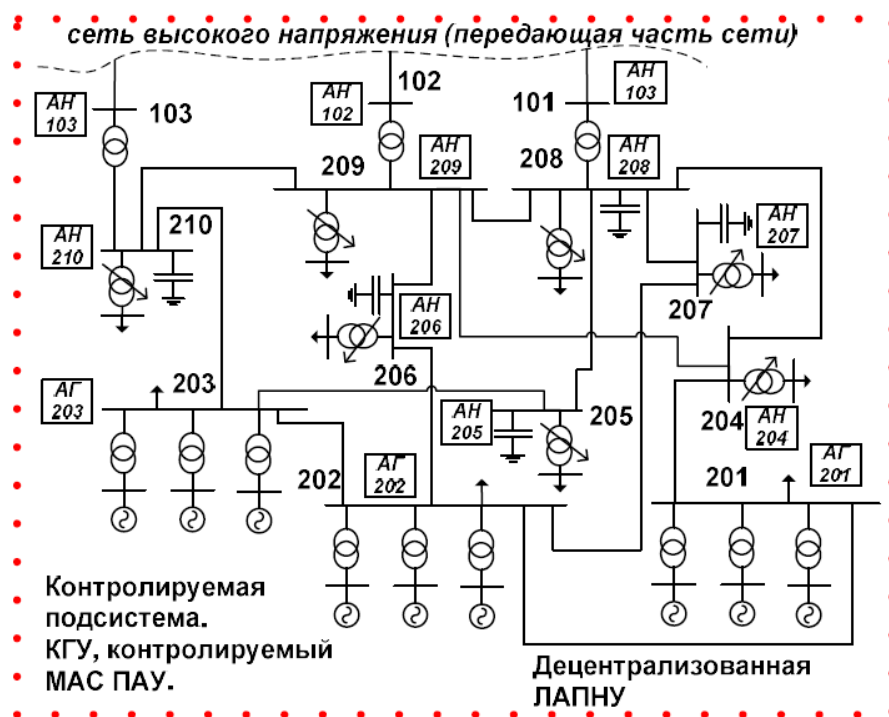


Рисунок 2.4 – Схема иллюстрации мультиагентного подхода [5]

В [115] описана иная структура функционирования МАС для управления напряжением и реактивной мощностью (МАСУ НРМ), разработанная в ОАО "НТЦ ФСК ЕЭС" по заказу ОАО "ФСК ЕЭС" в рамках реализации программы по созданию интеллектуальной сети в ОЭС Востока. При этом разработанная модель МАСУ НРМ включает уже большее количество разнородных агентов, выполняющих различные функции (Таблица 2.1).

Когда напряжение в контролируемом узле меняется, *AdaptiveRegulator* быстро реагирует и определяет общую уставку для реактивной мощности, которую нужно произвести или потребить в зависимости от направления отклонения напряжения. Эта уставка передается *BusAgent*, который, руководствуясь своими алгоритмами, определяет уставки для всех СКРМ в работе, обеспечивая минимальные потери и минимизацию переключений дискретных устройств. Как только каждый агент

получает уставку в состоянии готовности, он начинает генерировать или потреблять реактивную мощность. Суммарная произведенная или потребленная мощность компенсирует небаланс реактивной мощности, возвращая напряжение к исходному значению.

Таблица 2.1 – Типы агентов МАСУ НРМ и их функции

Тип агента	Функция агента
<i>AdaptiveRegulator</i>	модель регулятора, выдающего уставку по реактивной мощности в динамическом режиме
<i>Lcompensator1, 2</i>	дискретные СКРМ, генерирующие реактивную мощность
<i>Ncompensator1, 2</i>	управляемые СКРМ, генерирующие реактивную мощность
<i>Qcompensator1, 2</i>	дискретные СКРМ, потребляющие реактивную мощность
<i>Mcompensator1, 2</i>	управляемые СКРМ, потребляющие реактивную мощность
<i>BusAgent</i>	агент, выполняющий функции приема и обработки сообщений от всех СКРМ и осуществляющий рассылку значений уставок по загрузке всем СКРМ-устройствам

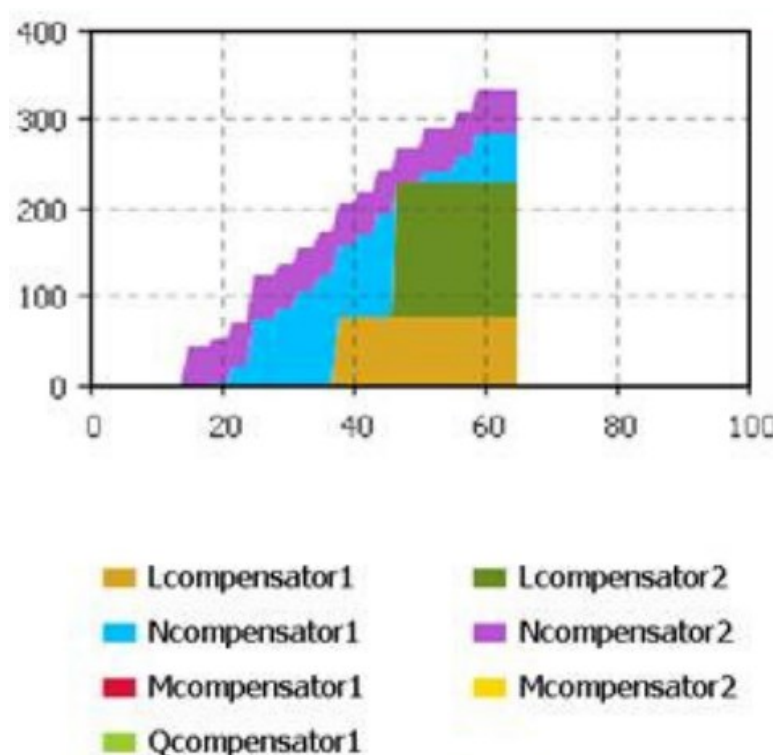


Рисунок 2.5 – График изменения загрузки компенсаторов при плавном увеличении уставки СКРМ

На Рисунке 2.5. представлен пример тестирования МАСУ НРМ при постепенном увеличении уставки. В этом примере агент *BusAgent* сначала инициирует деятельность управляемых компенсаторов (*Ncompensator1*, *Ncompensator2*), затем исчерпав возможности генерации реактивной мощности включает коммутируемые компенсаторы (*Lcompensator1*, *Lcompensator2*). На текущий момент уже изготовлено оборудование, произведены монтаж и наладка МАСУ НРМ на ПС 500 кВ Владивосток, ПС 500 кВ Лозовая и сервера МАСУ НРМ, установленного в ЦУС Приморского ПМЭС.

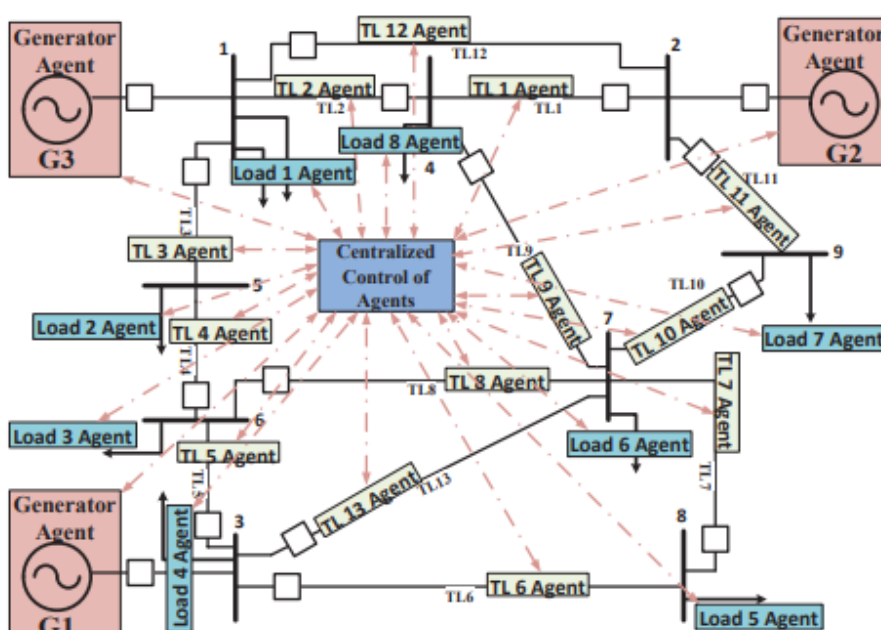


Рисунок 2.6 – Модифицированная тестовая ЭЭС IEEE 30-Bus с нанесёнными агентами

В ряде случаев эффективным представляется распределенная реализация МАС, когда присутствует некий централизованный агент, который координирует действия распределённой группы агентов. В [116] представлен адаптивный алгоритм МАС для предотвращения каскадных аварий в ЭЭС без отключения нагрузки, только за счёт перераспределения мощности в системе за счёт заранее заданных математических комбинаций и учета необходимых ограничений и факторов. На Рисунке 2.6 показана структура агентов предложенной МАС, которая включает как децентрализованных агентов генерации, нагрузки, линий, так и

централизованную систему координации агентов (центральный агент). Как отмечают авторы, ключевая идея предложенного алгоритма – это предотвратить отключение генераторов вследствие перегрузки, поэтому алгоритм вступает в действие сразу после события N-1-1, т.е. последовательного отключения двух элементов, например, линий электропередач. Такая узкая направленность работы предложенного алгоритма является, в том числе и определённым ограничением его использования для задач ПАУ.

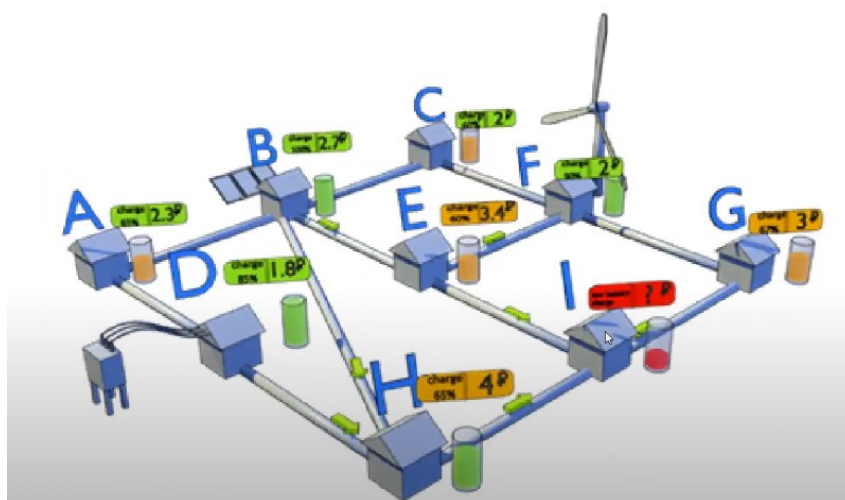


Рисунок 2.7 – Пример взаимодействия программно-аппаратных узлов ИСЭ ПЭБ

Часто МАС в электроэнергетике реализуют не только функции режимного и противоаварийного управления, но и более расширенные рыночные функции в рамках задачи оптимального управления нормальными режимами ЭЭС, прежде всего на уровне распределительных сетей. Например, в [117], предложена МАС, использующая специальные энергоинформационные устройства на стороне потребителей электроэнергии для реализации механизмов ценозависимого энергопотребления (Рисунок 2.7). Рыночный механизм взаимодействия агентов осуществляется путем проведения аукционов и последующих торгов между агентами, представляющими различные узлы системы электроснабжения. К ним относятся узлы потребителей электроэнергии, генерации на основе возобновляемых источников энергии и связи с трансформатором главной понижающей подстанции (ПС) системы электроснабжения.

Модель агентной системы "Интеллектуальная система электроснабжения на базе персональных энергоблоков" (ИСЭ ПЭБ) является одноранговой, где все пользователи системы представлены одним типом агента. Спецификации этого агента зависят от устройств, подключенных к конкретному энергоблоку пользовательской станции системы. Такая организация МАС упрощает алгоритмы взаимодействия и коммуникаций внутри системы, что в свою очередь позволяет агентам более оперативно договариваться и осуществлять транзакции.

2.2.3. Реализация базы знаний мультиагентных систем

Для обеспечения адаптивности системы к возмущениям, агенты МАС должны обладать некоторой базой знаний о контролируемой подсистеме. Для оптимального управления в различных сценариях с использованием разнообразных режимов и схем работы необходимо применять смешанный подход. При этом, адаптивность и устойчивость к отказам должны гарантироваться благодаря использованию совещательного взаимодействия агентов в рамках многоуровневой архитектуры с использованием распределенного мультиагентного планирования.

В [5] предлагается создавать информационный набор агента о подсистеме в форме базы знаний, используя метод, основанный на анализе чувствительности коэффициентов матрицы Якоби УР. Линеаризованные уравнения УР в точке решения могут быть представлены в виде уравнения (1.6) [75, 76]. При условии постоянства инъекции активной мощности ($\Delta P = 0$) в указанном уравнении, коэффициенты чувствительности, определяющие влияние изменений инъекции реактивной мощности на уровни напряжения в узлах энергосистемы, могут быть рассчитаны как:

$$\begin{aligned}\frac{\Delta Q}{\Delta U} &= \frac{dQ}{dU} - \frac{dQ}{d\delta} \left(\frac{dP}{d\delta} \right)^{-1} \frac{dP}{dU} ; \\ \frac{\Delta U}{\Delta Q} &= \left(\frac{\Delta U}{\Delta Q} \right)^{-1} .\end{aligned}\tag{2.1}$$

Коэффициенты (2.1) практически не зависят от величины нагрузок узлов в сети, но они существенно зависят от схемы сети. Формирование базы знаний агента включает в себя нахождение коэффициентов чувствительности для различных вариантов топологии сети. В общем случае, для полного набора возмущений k , состоящего из n элементов, необходимо рассмотреть следующее количество режимов N :

$$N = \sum_{i=1}^k C_n^i = \sum_{i=1}^k \frac{n!}{i!(n-i)!}. \quad (2.2)$$

Разделение энергосистемы на энергорайоны помогает сократить количество возмущений, которые необходимо рассматривать. Анализ режимов, включая определение коэффициентов чувствительности, проводится один раз, и информация, полученная в результате, может быть достаточна для решения задачи с учетом скорости обработки данных современными контроллерами. Результаты анализа передаются всем агентам в защищаемой подсистеме для построения базы знаний.

Использованная в работе интеллектуальная децентрализованная автоматика, построенная на базе МАС, будет подробнее описана в Разделе 3. Она обеспечивает управление напряжением и реактивной мощностью по вышеописанным принципам, основной целью которых служит предотвращение отключения генераторов от перегрузки по току ротора при снижении напряжения в сети и обеспечение допустимого уровня напряжения в узлах нагрузки.

2.3. Централизованные схемы регулирования напряжения

При построении централизованных схем ПАУ для обеспечения устойчивости напряжения важно определить «запас» текущего режима от предельных значений. В этом случае целесообразно использовать количественную оценку. Однако расчет количественных оценок для определения запаса устойчивости (например, для СМЗУ) в крупных энергосистемах требует значительных вычислительных ресурсов, поэтому особое внимание уделяется различным специальным индексам

состояния энергосистемы. Индексы, используемые для оценки устойчивости напряжения, представляют собой скалярные величины и определяются на основе мониторинга изменений определенных параметров режима энергосистемы (или классификационных признаков). Результаты данных индексов могут быть легко использованы как для выдачи управляющих воздействий для ПА, так и для оценки текущего режима диспетчерским персоналом [77, 78].

Согласно [79, 80] все индексы устойчивости ЭЭС по напряжению разделяют на две категории. К первой относятся индексы, полученные на основе расчета уравнений потокораспределения, (Tangent Vector Index [81], Performance Index [82], First/Second Order Indices [83], Predicting Voltage Collapse Index [84] и др.). Эти индексы позволяют достаточно точно определить количественный запас устойчивости по напряжению, но требуют значительных вычислительных затрат и поэтому не всегда могут быть использованы эффективно для оценки устойчивости ЭЭС в условиях ограниченного времени. Вторая категория включает индексы, которые опираются на параметры режима работы ЭЭС (например, Voltage Collapse Index [85], Voltage Collapse Prediction Index [86], Fast Voltage Stability Index [87], *L*-Index [88] и другие). Для вычисления этих индексов требуются значительно меньшие вычислительные ресурсы, так как они используют только элементы матрицы проводимости и часть других необходимых параметров режима, таких как напряжение, перетоки активной или реактивной мощности и т.п. Поэтому, вторая группа индексов наиболее подходит для быстрой оценки устойчивости по напряжению. Поэтому для последующих исследований в качестве показателя устойчивости по напряжению выбран *L*-индекс, эффективность которого уже была успешно показана на нескольких тестовых схемах IEEE [5].

2.3.1. Применение *L*-индекса в оценке устойчивости по напряжению

Швейцарские ученые П. Кессель и Х. Главич разработали *L*-индекс в качестве индикатора устойчивости по напряжению [88]. Они создали этот индекс,

основываясь на законы Кирхгофа и решение уравнений потокораспределения, начиная с последовательного анализа эквивалентной модели замещения ЛЭП.

При моделировании УР все узлы ЭЭС делятся на два типа: PU -узлы (генераторные, балансирующие) и PQ -узлы (нагрузочные), и, следовательно, согласно закону Кирхгофа:

$$I_{system} = \begin{bmatrix} I_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LG} \\ Y_{LG} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_L \\ U_G \end{bmatrix} = Y_{system} U_{system}, \quad (2.3)$$

где L – нагрузочный узел, а G – узел генератора.

Как следует из выражения (2.3) напряжения узлов нагрузки U_L и токи узлов генератора I_G могут быть рассчитаны как:

$$U_L = [Y_{LL}]^{-1} I_L - [Y_{LL}]^{-1} Y_{LG} U_G; \quad (2.4)$$

$$I_G = [Y_{GL}][Y_{LL}]^{-1} I_L + (Y_{LL} - [Y_{LL}]^{-1} Y_{LG}) U_G. \quad (2.5)$$

Выражения (2.4) и (2.5) в матричной форме будут иметь следующий вид:

$$\begin{bmatrix} U_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & -Z_{LL} Y_{LG} \\ Z_{LL} Y_{LG} & Y_{GG} - Z_{LL} Y_{LG} Y_{GL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ U_G \end{bmatrix}, \quad (2.6)$$

где $Z_{LL} = Y_{LL}^{-1}$. Для каждого узла нагрузки $j \in L$, напряжение, изначально рассчитываемое как:

$$\dot{U}_j = \sum_{i \in L} Z_{ji} \dot{I}_i + \sum_{k \in L} A_{jk} \dot{U}_k, \quad (2.7)$$

где $A = -Z_{LL} Y_{LG}$, может быть записано как:

$$U_j^2 = U_{0j} \dot{U}_j^* = \frac{S_j^{*+}}{Y_{jj}^+}, \quad (2.8)$$

с заменами для эквивалентного напряжения, U_{0j} , преобразованной проводимости, $\dot{Y}_{jj}^+$ и преобразованной комплексно-сопряженной мощности, S_j^{*+}

$$\dot{U}_{0j} = \sum_{k \in G} A_{kj} \dot{U}_k, \quad (2.9)$$

$$\dot{Y}_{jj}^+ = \frac{1}{Z_{jj}}. \quad (2.10)$$

Необходимо отметить, что S_j^{*+} состоит из двух частей:

$$S_j^+ = \dot{S}_j + S_j^{corr}, \quad (2.11)$$

где эквивалентная мощность S_j^{corr} , представляет вклады других нагрузок в узел, рассчитывается как:

$$S_j^{corr} = \left(\sum_{j \in \alpha_L, i \neq j} \frac{Z_{ji}^* \dot{S}_i}{Z_{jj}^* \dot{U}_i} \right) \dot{U}_j, \quad (2.12)$$

где α_L – множество PQ -узлов, Z_{ji}^* и Z_{jj}^* – комплексно-сопряженные недиагональные элементы и элементы главной диагонали матрицы полных сопротивлений соответственно; $\dot{U}_j$ – комплексное напряжение, зависящее от узловой мощности $\dot{S}_j$ и эквивалентной мощности S_j^{corr} .

Важно отметить, что роль любого PQ -узла системы что при изменении в нем нагрузки становится критически важной при оценке устойчивости по напряжению. При изменении нагрузки эквивалентное напряжение $\dot{U}_{0j}$ практически не меняется, так как напряжение на шинах генератора поддерживается стабильным благодаря АРВ. Принимая это во внимание, в [89] предложен показатель устойчивости системы L_j для каждого узла нагрузки, который вычисляется с использованием выражения:

$$L_j = \left| 1 + \frac{\dot{U}_{0j}}{\dot{U}_j} \right| = \left| \frac{\dot{S}_j^+}{Y_{jj}^{+*} \dot{U}_j^2} \right| = \frac{\dot{S}_j^+}{Y_{jj}^{+*} \dot{U}_j^2}. \quad (2.13)$$

Таким образом, индекс L_j представляет собой локальный индикатор, который определяет шины конкретных узлов сети, в которых может нарушиться устойчивость по напряжению. Индекс изменяется в пределах от 0 (режим холостого хода) до 1 (лавина напряжения). Необходимо отметить что на практике, когда условия не идеальны, лавина напряжения в исследуемой ЭЭС может наступить ранее, т.е. при значении индекса не равному 1, но близкому к нему. Однако применение индекса позволяет выявить узлы, которые наиболее чувствительны к изменениям в сети по напряжению и в которых может нарушиться устойчивость (с максимальными значениями индекса), что является достаточным для решения задачи сохранения устойчивости по напряжению.

При этом глобальный индикатор (L -индекс) устойчивости по напряжению для всей системы может быть получен как максимальное значение из всех локальных L -индексов:

$$L_j = \max_{j \in \alpha_L} (L_j). \quad (2.14)$$

Глобальный L -индекс – это эффективный способ оценки устойчивости системы по напряжению, который требуется минимизировать для обеспечения максимального запаса. Это становится особенно значимым при условии наличия резерва реактивной мощности у генераторных узлов для поддержания уровней напряжения, так как в случае если часть генераторов не способна поддерживать напряжение, они переходят в режим нагрузочных узлов, что приводит к увеличению количества нагрузочных узлов и резкому увеличению значения L -индекса [88].

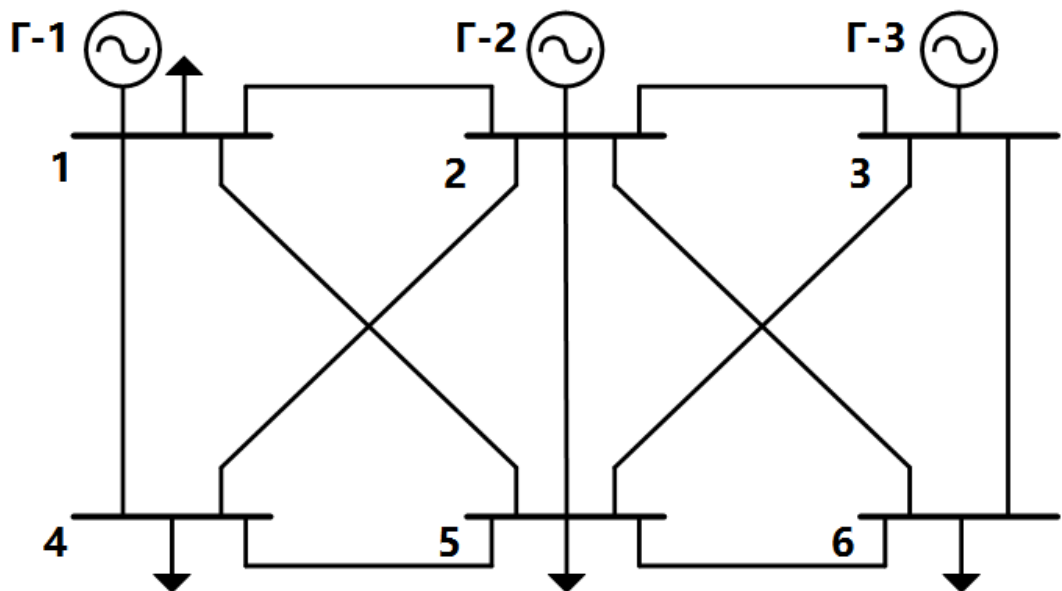


Рисунок 2.8 – Тестовая 6-узловая схема IEEE

Применение L -индекса для оценки устойчивости по напряжению было продемонстрировано в [5] на примере 6-узловой тестовой схемы IEEE (Рисунок 2.8), в которой узлы 2 и 3 относятся генераторным, а 4 – 6 к нагрузочным. Для исходного режима принято, что мощность узлов нагрузки одинакова. На Рисунке 2.9 видно, что при последовательном утяжелении режима тестовая ЭЭС приходит к нарушению устойчивости по напряжению. Соответственно представлены изменения значений локального L -индекса для генераторных узлов сети.

Изменения L -индекса для узла 5 являются максимальными, что в соответствии с (2.15) показывают общесистемный глобальный L -индекс всей ЭЭС.

Следуя из Рисунка 2.9 и Таблицы 2.2, система достигает лавины напряжения при мощности нагрузки в узле 5 равной $228+j141$ МВА и напряжении 0,89 о.е.

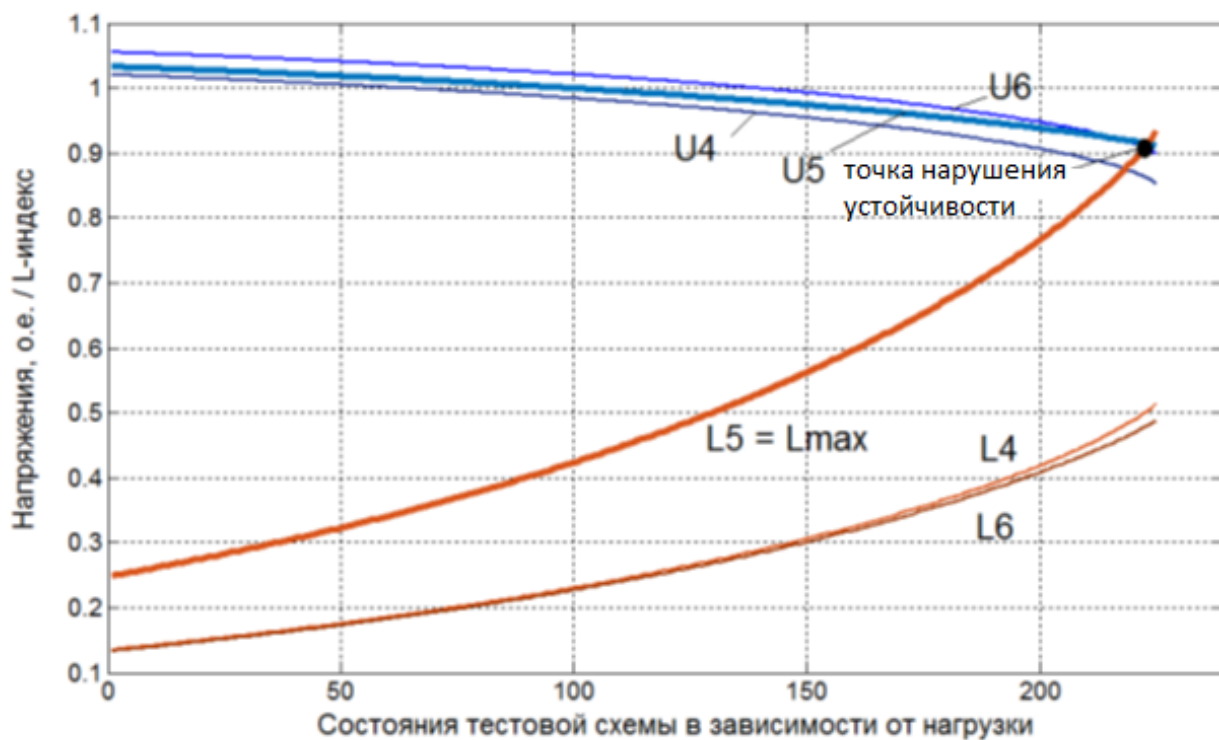


Рисунок 2.9 – Значения напряжения и локального L -индекса в узлах нагрузки для 6-узловой схемы IEEE при увеличении потребления [5]

Таблица 2.2 – Данные изменений активной мощности нагрузки, напряжения и локального L -индекса для узла №5

P_5, MBm	80	123	172	201	228
$U_5, \text{o.e.}$	1,05	1,02	0,98	0,95	0,89
$L_5=L_{max}$	0,2492	0,4031	0,6035	0,7510	0,9352

Как следует из рассмотренного выше примера, L -индекс достаточно эффективен для оперативной оценки устойчивости по напряжению системы и способен спрогнозировать ее возможное нарушение. Также с помощью этого индикатора возможно определить наиболее уязвимые узлы сети.

2.3.2. Централизованные схемы регулирования напряжения с применением машинного обучения

Как правило, централизованные подходы к регулированию напряжения, основанные на оптимизации целевой функции по характерным индикаторам устойчивости ЭЭС, требуют большого времени расчёта, которое напрямую зависит от размерности схемы (например, от количества узлов). Это одна из ключевых проблем, которая затрудняет применение централизованных схем для задач управления, близких к реальному времени. Однако, как показывают ряд исследований [5, 118], подобные схемы могут быть достаточно успешно усовершенствованы на базе алгоритмов машинного обучения. В этом случае основная задача заключается в обучении того или иного алгоритма корректно распознавать показатели устойчивости в рамках проблемы восстановления регрессии и/или распознавания образов.

Классическая задача распознавания образов имеет набор признаковых описаний объектов (пространство признаков) X , и множество допустимых ответов (меток классов или откликов) Y . Также имеется неизвестная целевая зависимость, которая представляет собой отображение $y^*: X \rightarrow Y$, значения которой известны только на объектах конечной обучающей выборки $X^m = \{(x_1, y_1), \dots, (x_m, y_m)\}$. Требуется построить алгоритм $a: X \rightarrow Y$, способный приблизить целевую функцию y^* на всём множестве X к оптимальному значению. При этом, у каждого алгоритма a , как правило, есть набор параметров, которые определяются до обучения, их называют гиперпараметрами. На текущий момент существует широкий спектр алгоритмов классификации, когда Y представляет собой конечное множество дискретных значений, и регрессии (в случае, если $Y \in R$), которые основаны на различных моделях. Вышеописанный подход, в той или иной интерпретации, находит отражение во множестве исследований, где машинное обучение используется для оценки устойчивости ЭЭС, а именно методы строятся на ИНС

[119, 120], деревьях решений [118, 121-124], метод опорных векторов [125], моделях глубокого обучения [126, 127] и т.д.

В [128] предложена централизованная система регулирования напряжения в ЭЭС на базе методов машинного обучения и эмпирической оптимизации. Данная интеллектуальная система включает два уровня: нижний уровень, обеспечивает основные функции управления, а верхний уровень, представленный подсистемой оптимального управления, выполняет интеллектуальное управление напряжением в энергосистеме. В рамках разработанной системы оптимального управления напряжением динамическое оценивание состояния ЭЭС реализовано в Магаданэнерго на базе глубокой ИНС (Рисунок 2.10). Комплекс построен на базе АНАРЭС, интегрированного с системой разработки Python и прикладным уровнем, работающим на основе библиотеки TensorFlow. Апробация и внедрение предложенной системы осуществлено в ЭЭС Магадана, в рамках интеллектуального управления СКРМ.

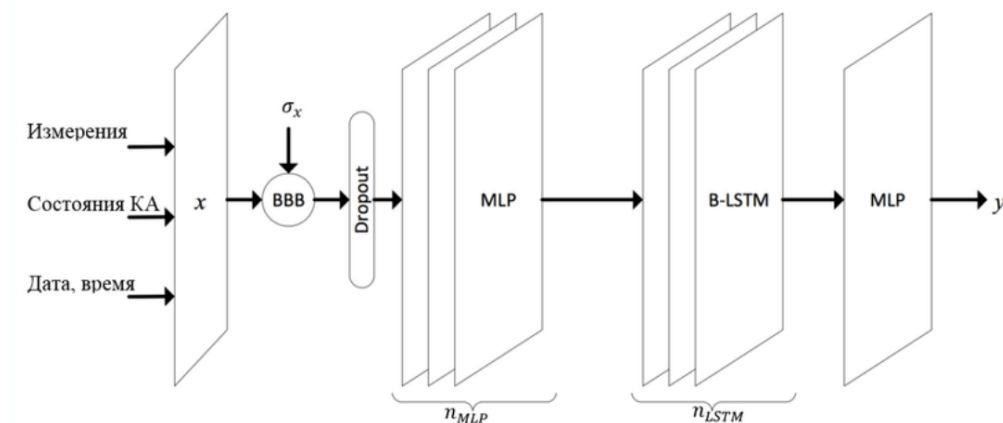


Рисунок 2.10 – Архитектура нейронной сети для глубокого оценивания состояния ЭЭС [128]

Однако согласно [129] можно сказать о том, что модели, основанные на деревьях решений, являются перспективной и более «прозрачной» технологией машинного обучения, которая может быть эффективной для оценки устойчивости энергосистем. В отличие от нейронных сетей, деревья решений могут предоставить более точные результаты. Например, в исследовании [130] было сравнено

несколько типов деревьев решений для определения состояния энергосистемы (Таблица 2.3) на тестовой схеме IEEE-5 (Рисунок 2.11). По результатам тестирования лучшие показатели точности продемонстрировали ансамбли деревьев решений, хотя для их обучения требуется значительно больше времени.

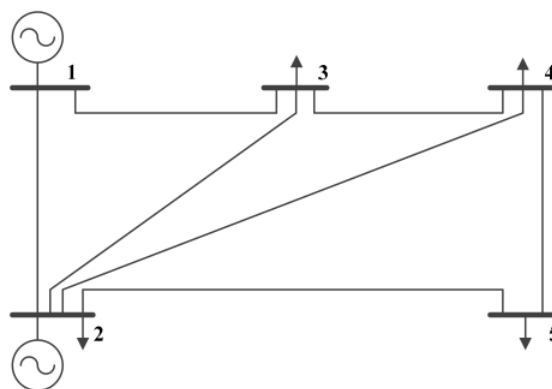


Рисунок 2.11 – Тестовая 5-узловая схема IEEE

Таблица 2.3 – Эмпирическое сравнение точности и времени выполнения методов на базе ДР для задачи классификации состояния ЭЭС² [82]

Тип ДР	Обучение			Тестирование		
	t , мс	RMSE	A, %	t , мс	RMSE	A, %
AD Tree	30	0,1933	98,55	20	0,4404	62,96
BF Tree	50	0,1474	97,10	30	0,5481	70,37
Decision Stump	10	0,3976	78,26	0,5	0,5409	59,25
J48 (C.45)	30	0,1507	97,10	0,5	0,5409	74,07
J48 graft (C.45)	60	0,1507	97,10	0,1	0,473	74,07
LMT	780	0,0867	98,55	470	0,5212	70,37
NB Tree	360	0,2834	91,30	230	0,6818	40,74
Random Forest	50	0,0816	100	30	0,5185	62,96
Random Tree	10	0,001	100	0,5	0,6939	51,85
REP Tree	20	0,3977	78,26	0,5	0,5388	59,25
CART	80	0,1976	95,65	30	0,565	66,66

² RMSE (Root Mean Square Error) — это метрика точности, которая используется для измерения разницы между значениями, предсказанными моделью, и истинными значениями в задачах регрессии; A – точность модели на обучающих и/или тестовых данных в процентах.

Деревья решений – это «жадные» алгоритмы создания моделей принятия решений, которые используются в статистике и анализе данных для прогнозирования будущих событий. Они состоят из узлов и листьев, где узлы содержат атрибуты, влияющие на целевую функцию, листья содержат значения целевой функции, а ветви показывают, как происходит разделение случаев (Рисунок 2.12). Модель деревьев решений обладает стабильностью и эффективностью, сопоставимыми с другими методами, такими как метод опорных векторов и нейронные сети, но требует меньше вычислительных ресурсов для работы.

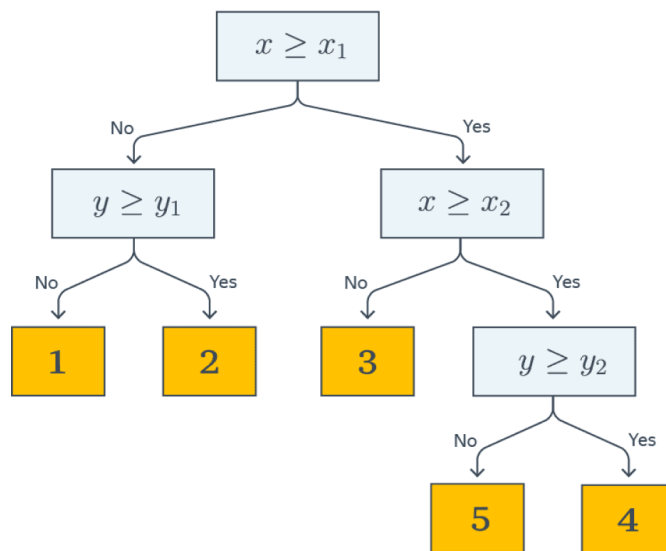


Рисунок 2.12 – Типичная структура ДР

Хотя обобщающая способность деревьев решений может быть не очень высокой, их прогнозы вычисляются достаточно просто. В результате деревья решений часто используются как компоненты для создания ансамблевых моделей, которые делают прогнозы на основе агрегации предсказаний других моделей. Две наиболее популярные модификации алгоритмов ансамблей деревьев решений, применяемых для оценки устойчивости энергетических систем, – это модели случайного леса (Random Forest) [131] и градиентного бустинга [132]. Путем построения множества деревьев на различных обучающих подвыборках и

усреднения их прогнозов, модели случайного леса и градиентного бустинга позволяют добиться лучших прогностических результатов благодаря закону больших чисел. Этот принцип аналогичен ситуации, когда люди, собравшись на холме, дадут независимые оценки, а затем объединят их, чтобы прийти к обоснованному решению вопреки субъективным убеждениям каждого из них.

Метод бэггинга, использованный в алгоритме случайного леса, аналогичен голосованию в мире машинного обучения. Он основан на следующем принципе: если у нас есть обучающая выборка из n объектов, мы выбираем n примеров из этой выборки с возвращением, что позволяет создать новую выборку X , в которой некоторые элементы исходной выборки могут отсутствовать, а некоторые могут войти несколько раз. Мы можем использовать метод бэггинга для обучения модели $b_1(x) = b(x, X^1)$ на выборке X . Мы повторяем эту процедуру, создавая вторую выборку X^2 из n элементов с возвращением и с помощью того же алгоритма обучим на ней модель $b_2(x) = b(x, X^2)$. Повторяя эту процедуру k раз, получаем k моделей, обученных на k различных выборках. Чтобы получить одно предсказание, мы усредняем предсказания всех моделей:

$$a(x) = \frac{1}{k} (b_1(x) + \dots + b_k(x)). \quad (2.16)$$

Создание подвыборок с повторением из исходной выборки называется методом бутстрэпа (bootstrap), а модели $b_1(x) + \dots + b_k(x)$ часто называют базовыми моделями. Модель $a(x)$ строится как ансамбль этих базовых моделей.

Эффективность методов на основе случайного леса была подтверждена в ходе исследований, проведенных при поддержке системных операторов электроэнергетических систем Канады и Дании [133, 134]. Так эксперименты на примере ЭЭС Дании (200 линий, 400 узлов) показали, что точность идентификации и прогнозирования динамической неустойчивости при использовании модели случайного леса приближается к 100% [133]. При этом используемый подход хорошо работает в ЭЭС с большой долей возобновляемой генерации. В [134] также представлен подход с использованием моделей случайного леса для онлайн-оценки и предсказания неустойчивости ЭЭС (в частности оценки максимального

допустимых перетоков мощности) на базе изменений углов сдвига фаз. Оценка проводится по данным векторных измерений PMU и реализована в системе EMS-SCADA Hydro-Quebec как отдельный модуль.

В [118] модифицированный метод на основе случайного леса PDSRF успешно реализован для оценки режимной надёжности ЭЭС в темпе процесса (Рисунок 2.13). В качестве одного из таких показателей режимной надёжности был выбран L -индекс и модель PDSRF на его основе учится корректно распознавать режимные ситуации по критериям «нормальный режим», «утяжелённый режим», «аварийный режим». Метод был успешно апробирован на модельных данных тестовой схемы IEEE118, где показал наилучшую точность при распознавании режимов работы тестовой ЭЭС на основе L -индекса.

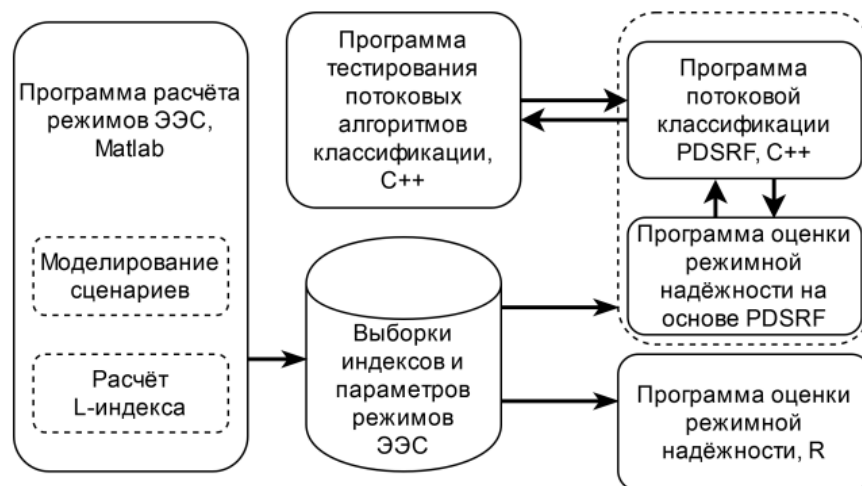


Рисунок 2.13 – Структура разработанного программного комплекса в [70]

Метод бустинга представляет собой процесс создания множества базовых алгоритмов из одного семейства и последующего объединения их в более мощную модель. В отличие от бэггинга и случайного леса, в бустинге базовые алгоритмы обучаются последовательно, а не параллельно. Каждый последующий базовый алгоритм в бустинге стремится уменьшить общую ошибку всех предыдущих моделей. В итоге, объединенная модель обладает меньшим смещением по сравнению с отдельными базовыми алгоритмами, а также может происходить уменьшение разброса.

Математически это можно представить следующим образом: i -й алгоритм обучается делать прогноз, который учитывает разницу между правильным ответом и текущим прогнозом композиции из $k - 1$ предыдущих алгоритмов:

$$b_k(x) = \underset{b \in \mathcal{B}}{\operatorname{argmin}} \mathcal{L}(s^{k-1}, b(x)), \quad (2.17)$$

а композиция в целом обновляется по формуле:

$$a_k(x) = a_{k-1}(x) + b_k(x), \quad (2.18)$$

Обучение K базовых алгоритмов завершает построение композиции.

В современной практике наиболее популярным методом бустинга является градиентный бустинг. Несмотря на то, что случайный лес является эффективным и относительно простым в реализации методом, на практике градиентный бустинг чаще используется, так как обычно превосходит случайный лес в качестве предсказаний. Математический алгоритм градиентного бустинга может быть выражен в следующем виде. Пусть $\mathcal{L}$ – дифференцируемая функция потерь, а алгоритм градиентного бустинга $a(x)$ представляет собой композицию базовых алгоритмов:

$$a(x) = a_k(x) = b_1(x) + \dots + b_k(x), \quad (2.19)$$

Композиция может быть построена «жадно»:

$$a_k(x) = a_{k-1}(x) + b_k(x), \quad (2.20)$$

где вновь добавляемый базовый алгоритм b_k обучается так, чтобы улучшить предсказания текущей композиции:

$$b_k = \underset{b \in \mathcal{B}}{\operatorname{argmin}} \sum_{i=1}^N \mathcal{L}(y_i, a_{k-1}(x_i) + b(x_i)), \quad (2.21)$$

Модель b_0 выбирается так, чтобы минимизировать потери на обучающей выборке:

$$b_0 = \underset{b \in \mathcal{B}}{\operatorname{argmin}} \sum_{i=1}^N \mathcal{L}(y_i, b(x_i)), \quad (2.22)$$

Для построения базовых алгоритмов на следующих шагах используется разложение Тейлора функции потерь $\mathcal{L}$ до первого члена в окрестности точки $y_i, a_{k-1}(x_i)$. Избавившись таким образом от постоянных членов, можно получить следующую оптимизационную задачу:

$$b_k \approx \arg \min_{b \in B} \sum_{i=1}^N b(x_i) g^{k-1}, \quad (2.23)$$

Для минимизации значения суммируемого выражения $b(x_i)$, которое представляет собой скалярное произведение двух векторов, коэффициенты $-g^{k-1}$ изменяются пропорционально значениям антиградиента функции потерь. На каждой итерации базовые алгоритмы обучаются предсказывать значения антиградиента функции потерь по текущей композиции. Таким образом, шаг в сторону «уменьшения остатка» приводит к оптимальным смещениям в случае квадратичной функции потерь. Для наглядности метода градиентного бустинга можно представить гольфиста, который стремится попасть мячом в лунку с определенной координатой (Рисунок 2.14).

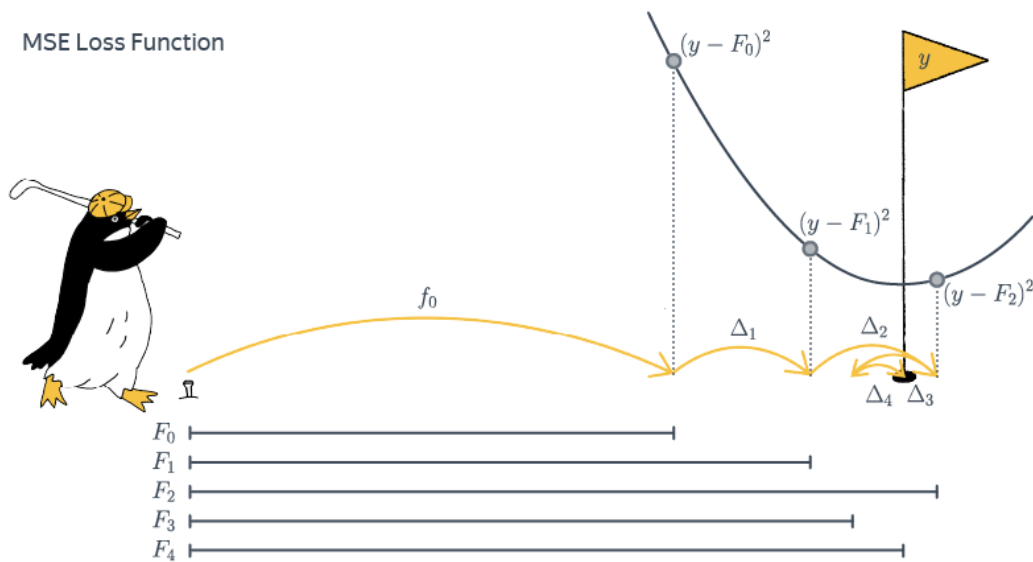


Рисунок 2.14 – Принцип работы алгоритма градиентного бустинга

Положение мяча в данном случае представляет собой ответ композиции отдельных деревьев (решений) $a_k(x_{ball})$. Гольфисту не нужно начинать каждый раз с начальной позиции. Каждый последующий удар гольфиста переносит мяч из текущего положения $a_k(x_{ball})$ в положение $a_{k+1}(x_{ball})$. Каждый последующий удар представляет собой коррекцию, вносимую следующим базовым алгоритмом в композицию. При правильном выполнении функция потерь будет уменьшаться: $\mathcal{L}(y, a_{k+1}(x)) < \mathcal{L}(y, a_k(x))$, что означает, что мяч постепенно будет приближаться

к лунке. Удары при этом не производятся хаотично. Гольфист анализирует положение мяча относительно лунки и корректирует свои удары, чтобы исправить предыдущие ошибки. По мере того как он приближается к лунке, его удары становятся более точными. Аналогично, градиентный бустинг с каждым новым базовым алгоритмом стремится приблизить прогноз к реальному значению метки объекта.

В последние годы ряд исследований указывают на высокую эффективность алгоритмов градиентного бустинга в задачах оценки устойчивости ЭЭС, точность которых превосходить случайный лес и ИНС. Например, в [135], представлено сравнительное исследование моделей машинного обучения в задаче предсказания неустойчивости режима на основе обучения на 60000 схемно-режимных ситуаций. Результаты показали, что наилучшие результаты дает модель градиентного бустинга XGBoost и LightGBM (98.02% и 96,17% соответственно) в сравнении с моделью случайного леса, которая обеспечила точность лишь 95.13% (Таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Результаты прогнозирования неустойчивости ЭЭС по напряжению разными моделями [134]

№	Тип модели машинного обучения	Точность, %
1	Градиентный бустинг XGBoost	98,02
2	ИНС	97,69
3	Случайный лес	95,13
4	Градиентный бустинг LightGBM	96,17

В другом исследовании [135] задача оценки кратковременной устойчивости по напряжению по данным векторных измерений PMU решается на основе совместного применения ансамблевых моделей ДР (случайного леса и градиентного бустинга LightGBM) в рамках гибридного подхода. Оценка устойчивости основывается на расчёте показателя Ляпунова и динамического показателя напряжения. На основании этих показателей формируется маркированная выборка данных с разделением на три класса: нормальный режим, утяжелённый режим и аварийный режим. Для исследования динамического

поведения ЭЭС IEEE-118 использовались данные временного ряда, полученные в результате динамического моделирования системы. Как сообщают авторы гибридный метод (случайный лес + LGBM) является более быстрым, чем другие базовые методы при идентификации кратковременной неустойчивости по напряжению (порядка 80 мс).

2.4. Гибридные схемы регулирования напряжения

Как отмечалось ранее, гибридные схемы регулирования напряжения сочетают в себе несколько из представленных на Рисунке 2.1 схем. В гибридных схемах, преимущественно, распределенное управление используется для распределения имеющихся резервов реактивной мощности только тогда, когда локальное/децентрализованное управление не может удерживать напряжение в установленных пределах.

Также существуют иные сочетания. Например, в [90] предложен децентрализованно-распределенный гибридный метод регулирования напряжения в ЭЭС с ВИЭ, что в условиях тренда на декарбонизацию достаточно актуально. Предложенный авторами метод позволяет справиться как с колебаниями напряжения инверторов, так и с проблемами нарушения предельных значений напряжения в сети. Суть метода заключается в следующем. Во-первых, децентрализованное управление напряжением использует активную и реактивную мощность силовых инверторов для локального демпфирования колебаний напряжения. Во-вторых, распределенное управление напряжением координирует всю доступную реактивную мощность каждого инвертора для регулирования отклонений напряжения в сети. Кроме того, при недостаточности реактивной мощности инверторов, управление будет дополняться изменением положений РПН трансформаторов в сети, чтобы обеспечить дополнительную поддержку регулирования напряжения. Эффективность данного метода была продемонстрирована на тестовой 33-узловой схеме распределительной сети IEEE

(Рисунок 2.15). Красные связи обозначают каналы взаимодействия инверторов со смежными в рамках децентрализованного регулирования. Синие связи показывают каналы координации узлов нагрузки и генерации ВИЭ для изменения мощности инверторов в зависимости от напряжения в узлах нагрузки, в том числе воздействие на РПН трансформатора главной понижающей подстанции, в рамках распределенного регулирования.

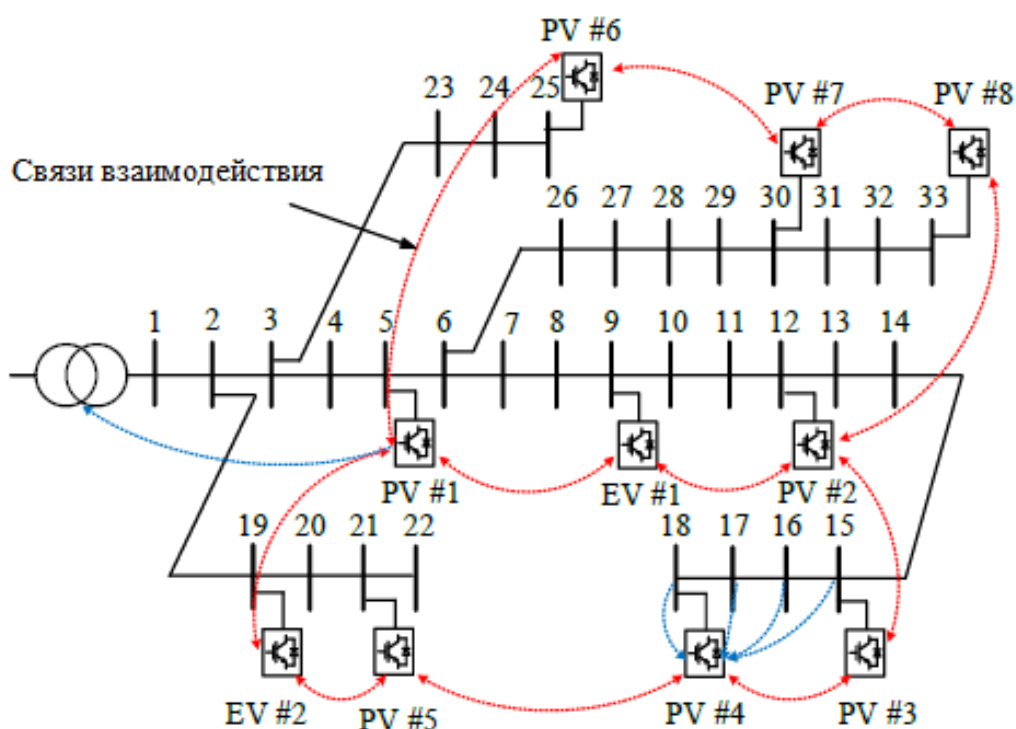


Рисунок 2.15 – Исследуемая тестовая 33-узловая схема IEEE [90]

Результаты моделирования шести сценариев утяжеления в [90] показали, что предложенный метод может эффективно и автономно решать проблемы колебаний напряжения и скачков/падений напряжения в распределительных сетях с ВИЭ. Таким образом, область применения гибридных методов также достаточно большая и определяется спецификой сети.

2.5. Выводы по главе 2

Для целей построения интеллектуального ПАУ в главе детально рассмотрены интеллектуальные схемы регулирования напряжения в ЭЭС, на основании чего сделаны следующие выводы о целесообразности их использования в архитектуре ПАУ:

1. В локальных схемах между участвующими элементами сети отсутствует взаимодействие, поэтому они не используют весь потенциал коммуникации, что может привести к глобально неоптимальным решениям по регулированию напряжения и реактивной мощности. Применение таких схем противоречит принципам адаптивного интеллектуального ПАУ, поэтому целесообразно использовать коммуникационные (централизованные, децентрализованные и распределенные) схемы регулирования.

2. Распределенные и децентрализованные схемы регулирования напряжения и реактивной мощности в большинстве представлены по схеме МАС, которые обладают высокой степенью адаптивности в выдаче УВ и уже показали свою эффективность, что соответствует принципам адаптивного интеллектуального ПАУ.

3. Используемые централизованные схемы регулирования не всегда являются эффективными из-за применения классических подходов (метод функций Ляпунова, матрицы чувствительности, метод Ньютона-Рафсона и др.) определения границ устойчивости, требующих большого объема входных данных и, как следствие вычислительных мощностей. Для устранения данного недостатка предлагается значительно ускорить и автоматизировать решение задачи на основе оптимизации по характерному индикатору устойчивости ЭЭС – L -индексу, который позволяет достаточно точно определить количественный запас устойчивости по напряжению и не требует значительных вычислительных затрат, т.к. для его расчета используются только элементы матрицы проводимостей и часть параметров электроэнергетического режима [101-103].

3.1. В целях обеспечения более быстрого решения задачи централизованного управления в диссертации в дальнейшем предлагается дополнить схему технологиями машинного обучения. Перспективным подходом представляются ансамблевые методы на основе ДР, такие как алгоритмы случайного леса и градиентного бустинга, т.к. они позволяют достичь высокой точности распознавания аварийных и предаварийных режимов ЭЭС в реальном времени. При этом стоит отметить, что в большинстве исследований, на базе этих методов решается задача классификации режимов работы ЭЭС, как правило, на основе синхронизированных векторных измерений. Однако более высокой точности можно достичь при решении задачи восстановления регрессии, когда модель предсказывает конкретное числовое значение индикатора устойчивости, а не некий класс, характеризующий режимы работы ЭЭС.

4. Сочетание коммуникационных схем повышает эффективность и гибкость регулирования напряжения, а также отказоустойчивость самого комплекса ПАУ, поэтому целесообразно их сочетание.

Глава 3. Архитектура построения интеллектуальной автоматики регулирования напряжения и реактивной мощности

3.1. Задача интеллектуальной координации локальных СКРМ

Как уже отмечалось выше, неустойчивость напряжения является локальной проблемой отдельных районов электрической сети. В случае аварийных ситуаций необходимо не только наличие резервов реактивной мощности, но и их правильная координация для быстрого распределения к узлам нагрузки. Эффективным способом обеспечения этой координации является частичная децентрализация с применением адаптивных интеллектуальных алгоритмов и передачей некоторых функций на уровень локальных средств регулирования напряжения [114].

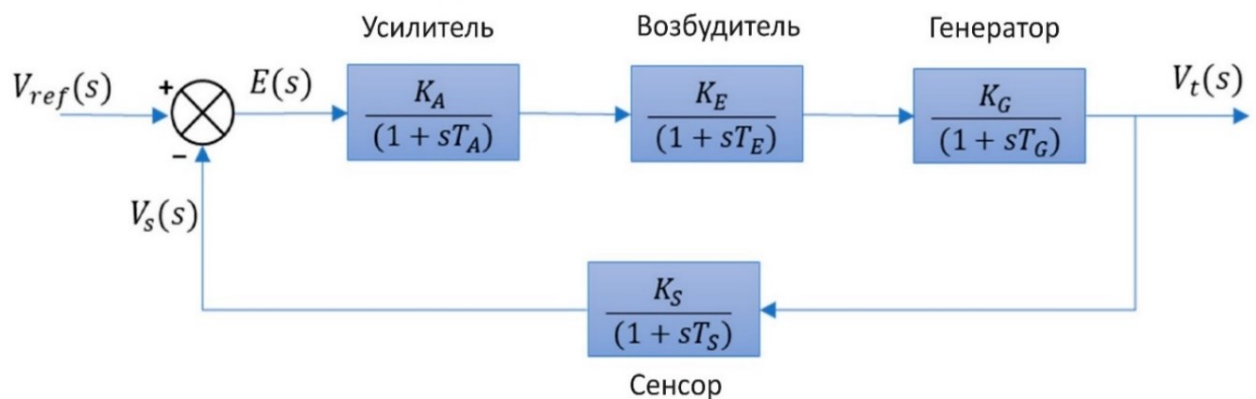


Рисунок 3.1 – Модель линейризованной передаточной функции АРВ

Для решения этой задачи координированной интеллектуализации регуляторов напряжения и реактивной мощности (АРВ, СКРМ) требуются избирательное применение современных методов, таких как МАС, машинное обучение, алгоритмы оптимизации. Согласно ряду исследований [114], для эффективного регулирования реактивной мощности при распределенной структуре на базе МАС

рекомендуется использовать координацию регуляторов синхронных генераторов. Как уже было сказано в предыдущей главе, в системе без централизованного узла, способного провести глобальную оптимизацию, более эффективным подходом является использование принципа обратной связи. Этот принцип позволяет управлять сложной системой без необходимости анализировать ее модель. Хорошим примером эффективного применения этого принципа является работа устройства АРВ, обеспечивающее эффективное поддержание напряжения без использования модели управляемого генератора (Рисунок 3.1).

Передача части функций управления синхронными генераторами от контроллеров АРВ на уровень ЦК ПАУ при децентрализации управления позволяет обеспечить независимость автоматики при отказе элементов системы. Таким образом, уменьшается нагрузка на центральный узел автоматики, снижается стоимость и повышается надежность системы (Рисунок 3.2). Например, при перегрузке генераторов ЦК ПАУ должен координировать действия локальных устройств, чтобы предотвратить отключение генератора. Однако передача функций на уровень нижних комплексов возможна только при адаптации алгоритмов управления к изменяющимся условиям функционирования, что достигается с помощью принципов распределенного ИИ на базе МАС [50, 140-142].

Напротив, координация различных СКРМ для целей регулирования напряжения целесообразно выполнять на основе смешанного подхода, сочетающего централизованное и локальное управление контроллерами. Это связано в том числе с тем, что задача централизованной координации хорошо формулируется на основе оценки показателей коэффициентов чувствительности или специальных индикаторов устойчивости, о которых подробно говорилось выше. При этом локальное управление реализует местное регулирование реактивной мощности только на основе локальных измерений, например, измерений напряжения или локальных индикаторов устойчивости отдельного узла, где установлено СКРМ.

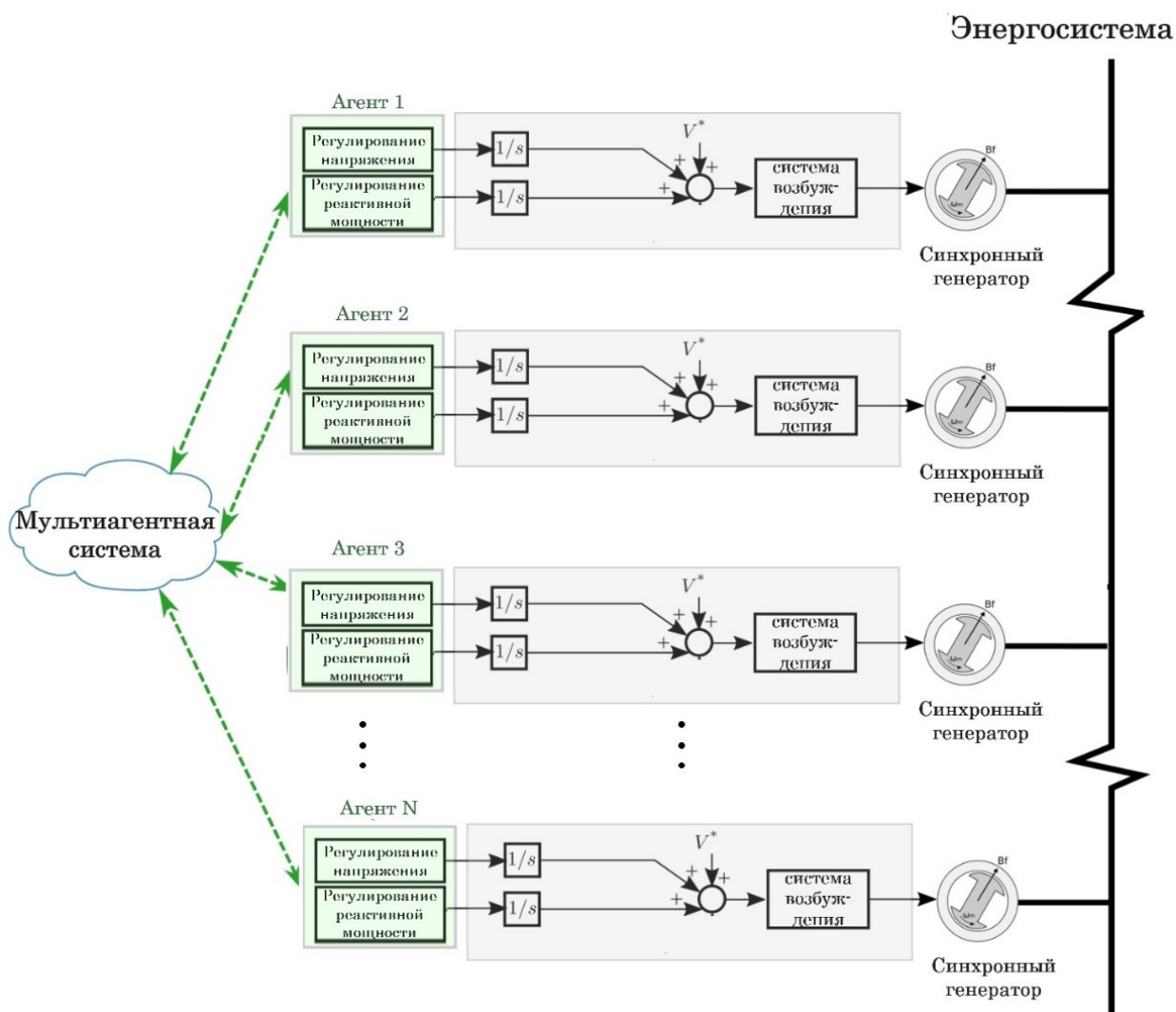


Рисунок 3.2 – Общая структура распределённой координации контроллеров АВР синхронных генераторов на базе МАС

В данном случае измерения собираются без задержки связи, что позволяет достичь быстрой реакции, когда не требуется никакой коммуникационной инфраструктуры. С другой стороны, централизованный контроллер периодически собирает измерения и вырабатывает корректирующие УВ (регулирование уставок контроллера) для множества управляемых СКРМ на основе глобальной информации об ЭЭС. Именно поэтому объединение локальных и централизованных контроллеров является потенциально привлекательной схемой с точки зрения повышения устойчивости и гибкости регулирования напряжения для крупной ЭЭС.

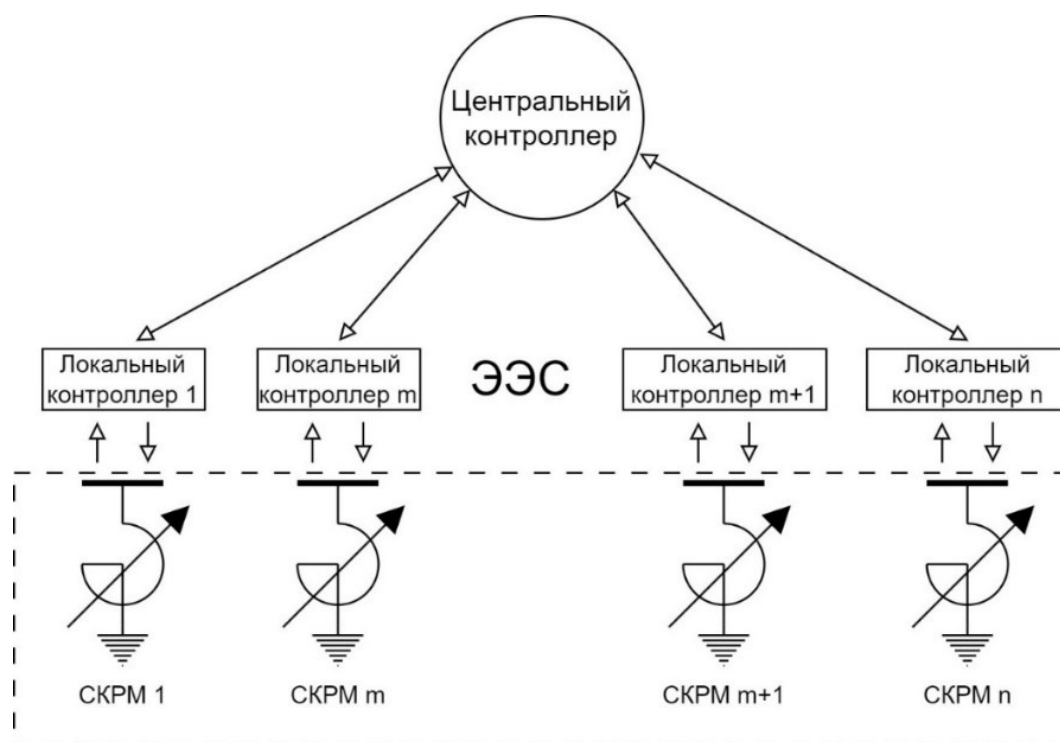


Рисунок 3.3 – Гибридная архитектура управления напряжением с использованием СКРМ, сочетающая в себе централизованное и локальное управление

Данный подход изображен на рисунке 3.3. На локальном уровне СКРМ оснащены контроллерами непрерывного действия, регулирующими реактивную мощность в ответ на локальные изменения. На верхнем уровне контроллер дискретного действия получает глобальные измерения (напряжения, реактивная мощность, индикаторы устойчивости и т.п.) и корректирует уставки локальных контроллеров для оптимизации регулирования напряжения на уровне всей ЭЭС.

Наиболее эффективными методами решения такой задачи являются методы роевого интеллекта и машинного обучения [5, 33]. Методы роевого интеллекта основаны на коллективном поведении группы агентов или частиц, которые обмениваются информацией и координируют свое поведение для достижения общей цели. В случае с регулированием напряжения, локальные контроллеры СКРМ могут действовать как отдельные агенты, передающие информацию о своем состоянии и принятых решениях в ЦК, который использует эту информацию для принятия глобальных решений и корректировки уставок локальных контроллеров. Такой коллективный подход позволяет достичь более эффективного

регулирования напряжения и повысить устойчивость энергосистемы. Методы машинного обучения, в свою очередь, имеют возможность автоматического обучения на основе исторических данных и оптимизации функциональных зависимостей. Это позволяет настраивать параметры контроллеров в режиме реального времени и адаптироваться к изменяющимся условиям работы системы. Таким образом, методы машинного обучения могут помочь улучшить производительность и эффективность регулирования напряжения в смешанной схеме управления.

3.2. Схема построения интеллектуальной автоматики для координации локальных СКРМ

При построении комплекса адаптивного ПАУ в диссертации применяется концепция предаварийного управления, предложенная в [5] в качестве промежуточного уровня между режимным и противоаварийным управлением. Другими словами, основная цель этой концепции заключается в принятии мер для предотвращения возможных опасных состояний в ЭЭС, чтобы избежать развития крупных аварий. Предаварийное управление является первым уровнем в системе автоматического управления и помогает предотвратить нестабильное состояние системы.

С учетом выводов в Главе 2, а также подраздела 3.1, в целях совершенствования системы ПАУ ЕЭС России в части обеспечения устойчивости по напряжению в диссертации предложена новая модель интеллектуальной автоматики регулирования напряжения и реактивной мощности (ИАРН, Рисунок 3.4), которая включает две составляющие, для более эффективного регулирования напряжения:

1. Децентрализованная мультиагентная противоаварийная автоматика (МПА) для регулирования уставок АРВ СГ;

2. Централизованная интеллектуальная автоматика регулирования СКРМ на базе концепции виртуальной электростанции (ВЭ-СКРМ) с применением алгоритмов эвристической оптимизации и машинного обучения.

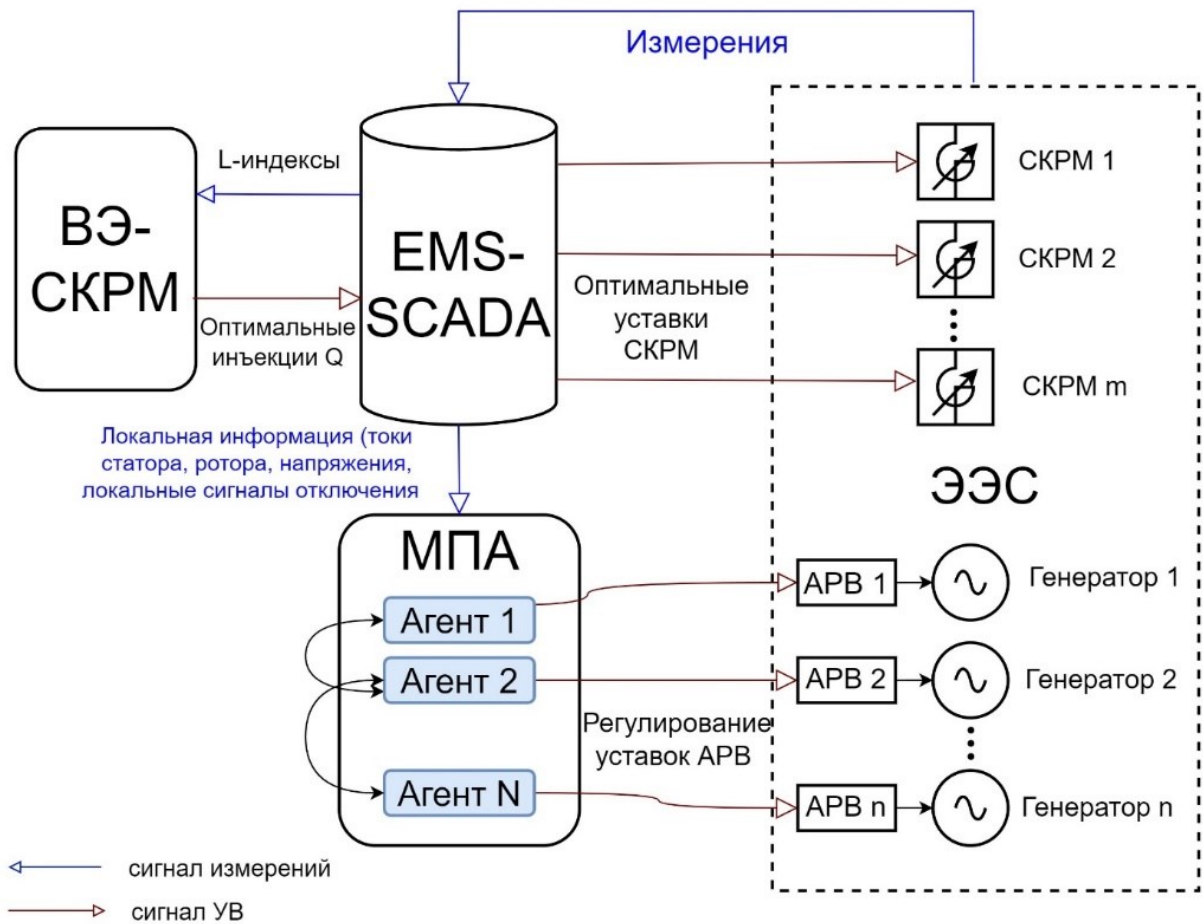


Рисунок 3.4 – Общая схема построения ИАРН для координации локальных средств регулирования напряжения в ЭЭС

Необходимо отметить, что одним из основных требований к системам ПАУ является *отказоустойчивость*, поэтому выполнение ИАРН полностью централизованной существенно повышает вероятность ее отказа. В связи с этим дополнение ее децентрализованной повышает данное свойство. Децентрализованная МПА построена по схеме МАС, которая является наиболее эффективной при регулировании уставок APB СГ используя агенты генератора. Роль централизованной ВЭ-СКРМ выполняет система, использующая в качестве

основы решение задачи оптимизации целевой функции глобального L -индекса ЭЭС, и дополненная алгоритмами машинного обучения.

3.2.1. Модель регулирования уставок АРВ

Различные исследования предложили значительное снижение напряжения в узлах нагрузки и увеличение выработки реактивной мощности станций в качестве предупреждающих показателей предельных режимов, перед возникновением лавины напряжения [5]. В близких к предельным режимам скачкообразный рост генерации реактивной мощности будет сопровождаться перегрузкой по току роторов и/или статоров СГ. Таким образом, контроль приближения токов статоров или роторов генераторов к предельным значениям в контролируемой подсистеме может быть использовано для обнаружения опасных ситуаций и инициирования проактивных мер по предотвращению аварийных ситуаций.

В зависимости от поставленной задачи можно значительно упростить модель АРВ. При анализе лавинных процессов основное внимание уделяется длительной перегрузке системы вместо обеспечения устойчивости параллельной работы в первом цикле колебаний, для чего предполагается оптимальная настройка коэффициентов по производным соответствующих переменных состояния системы, которая помогает упростить расчетную модель за счет пренебрежения процессами в каналах стабилизации. Для этого можно настроить коэффициенты по производным соответствующих переменных состояния системы и упростить модель, отбросив процессы в каналах стабилизации. Для анализа перегрузочных процессов была использована модификация закона регулирования, учитывающая пропорциональный канал по отклонению и стабилизирующий канал по производной напряжения статора [5]:

$$U_f = U_{f0} + K_{0U}(U_0 - U_G) - K_{1U} \frac{dU_G}{dt}, \quad (3.1)$$

где U_f - выходное напряжение АРВ генератора; U_{f0} - заданное (опорное) напряжение АРВ генератора; K_{0U} - коэффициент усиления АРВ генератора; U_0 - опорное напряжение генератора; U_G - выходное напряжение генератора; K_{1U} - коэффициент усиления дифференциальной составляющей АРВ генератора; $\frac{dU_G}{dt}$ - производная выходного напряжения генератора по времени.

Другой важной частью системы возбуждения СГ является блок релейной форсировки возбуждения, который увеличивает ток возбуждения в случае "просадки" на шинах высокого напряжения. Этот блок ранее широко применялся в системах возбуждения с пропорциональным управлением, где функционировал как часть возбудителя, а не АРВ. В современных системах сильного действия, обладающих повышенной скоростью реакции и эффективностью, релейную форсировку чаще всего не используют. Несмотря на это, возможна её программная реализация на современных микропроцессорных устройствах АРВ. Релейная форсировка позволяет предотвратить опрокидывание узлов нагрузки и обеспечить самозапуск асинхронных двигателей после затяжных коротких замыканий. Однако при длительной перегрузке системы возбуждения релейная форсировка неэффективна, так как в этом случае может произойти перегрузка СГ тока ротора с последующим снижением напряжения, что может привести к опрокидыванию асинхронных двигателей и каскадному развитию аварии. Поэтому в последующих расчетах влияние форсировки возбуждения не учитывалось.

В рамках анализа лавины напряжения учитывается, как закон регулирования (3.1), так и возможность перегрузки системы возбуждения. Работа АРВ в режиме поддержания заданного уровня напряжения возможна лишь в том случае, если токи статоров и роторов находятся в пределах допустимых значений [104]:

$$I_G \leq I_{DOP} = k_I \cdot I_{NOM}, \quad (3.2)$$

$$i_{fMIN} \leq i_f \leq i_{fDOP} = k_E \cdot i_{fNOM}, \quad (3.3)$$

где k_I и k_E - соответственно максимально допустимые (с учетом времени) кратности перегрузки по токам статора и ротора; I_{DOP} и I_{NOM} - соответственно максимально

допустимый (с учетом времени) и номинальный токи статора. i_{fMIN} , i_{fDOP} и i_{fNOM} - соответственно минимальный, максимально допустимый (с учетом времени) и номинальный токи ротора.

Оперативный персонал электростанции совместно с технологической автоматикой и контролируют выполнение условия (3.2). Если текущий уровень тока в статоре превышает допустимые значения, персонал может уменьшить уставку АРВ, что обычно приводит к снижению тока статора генератора. Важно отметить, что уменьшение этой уставки не всегда приводит к желаемому эффекту. При приближении к пределу устойчивости напряжения может возникнуть обратный эффект, который может вызвать увеличение тока статора при снижении уставки для АРВ. Этот эффект наблюдался в Московской ЭС в 2005 году в случае аварии, где снижение уставки АРВ лишь ухудшило ситуацию. В дальнейших расчетах поддержание тока статора будет осуществляться путем корректировки уставки АРВ генератора. Однако в ряде случаев для демонстрации ток статора может и не контролироваться (в случаях недостаточной внимательности оперативного персонала, неточности измерительных устройств и других факторов, особенно при демонстрации динамического поведения системы).

Контроль тока ротора (3.3) осуществляется автоматикой, входящей в состав АРВ, которая реагирует на превышение тока возбуждения допустимых значений. В случае превышения током возбуждения этих значений, встроенный в систему ограничитель перегрузки (ОП) автоматически корректирует уставку АРВ для быстрого снижения тока ротора. Скорость реакции ОП зависит от величины тока возбуждения. Таким образом, ОП в составе АРВ автоматически управляет током ротора, если его значение превышает допустимый уровень в течение продолжительного времени. Математическая модель ОП в виде предела по реактивной мощности генератора может быть представлена следующим образом:

$$\frac{K(Q_g - Q_{\max})}{T_s} = \Delta U_{ref},$$

$$\frac{K(Q_g - Q_{\max})}{T} dt = d\Delta U_{ref},$$

$$\Delta U_{ref}(n) = \Delta U_{ref}(n - 1) + d\Delta U_{ref}, \quad (3.4)$$

где Q_g – текущая реактивная мощность генератора, Q_{max} – максимально допустимая реактивная мощность генератора, K – коэффициент пропорциональности, T – время дискретизации системы; ΔU_{ref} – изменение опорного напряжения.

3.2.2. Структура и принципы функционирования МПА

Предлагаемая модель МПА предназначена для управления реактивной мощностью, поддержания напряжения на шинах нагрузки в пределах допустимых значений и предотвращения аварийного отключения генераторов. Автоматическое включение МПА происходит при приближении токов статоров или роторов генераторов к критическим значениям, согласно условиям (3.2) и (3.3).

Модель МПА включает два типа агентов: АН и АГ. АГ, входящие в систему управления СГ, собирают информацию о токах статоров и роторов, напряжении на шинах станции, событиях отключения оборудования, положении РПН генераторных трансформаторов и т.д. Каждый АГ i имеет функцию измерения текущей генерации реактивной мощности $Q_{g,i}$. При приближении токов к критическим значениям, АГ принимает меры, чтобы избежать отключения генератора из-за перегрузки. Это означает, что МПА будет регулировать генерацию реактивной мощности АГ таким образом, чтобы предотвратить перегрузку генераторов вследствие превышения максимально допустимых значений токов статоров и роторов. Другими словами АГ будут минимизировать функционал стоимости J , который определяет отклонение текущей генерации реактивной мощности $Q_{g,i}$ от максимально допустимого значения Q_{gmax} для каждого АГ i в системе:

$$J = \sum (Q_{g,i} - Q_{gmax})^2, \text{ где } i = 1, 2, \dots, N. \quad (3.5)$$

Для компенсации недостатка в системе, АГ i будет запрашивать у других агентов, включая агентов генерации и нагрузки, генерацию дополнительной реактивной мощности. Эта проблема может быть решена сторонними агентами путем увеличения уставки АРВ. Перегрузка генератора возникает при увеличении текущей генерации реактивной мощности сверх его максимального значения ($Q_g - Q_{gmax} > 0$). Агенты нагрузки, которые контролируют транзитные автотрансформаторы (АТ), также могут компенсировать дефицит путем изменения РПН АТ. Помимо запросов на генерацию реактивной мощности, перегруженные агенты отправляют запросы на временную блокировку РПН нагрузочных трансформаторов.

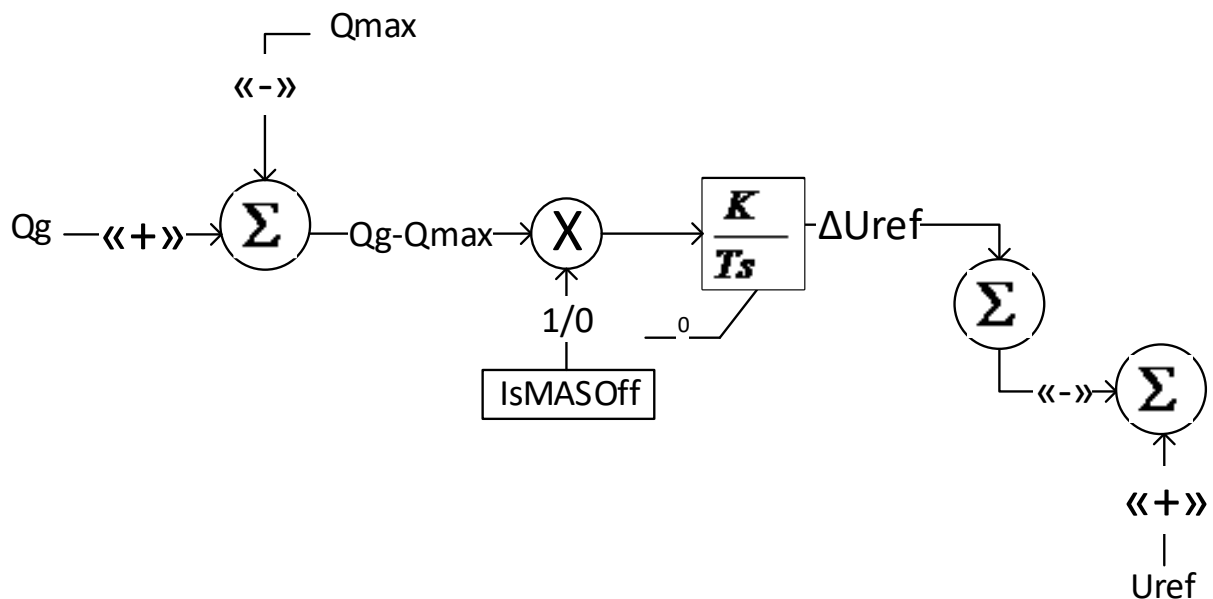


Рисунок 3.5 – Схема канала управления с выбором ОП и МПА в качестве снятия перегрузки генератора ЭЭС

Согласно (3.3), ОП может моделироваться путем постепенного снижения уставки напряжения на PU -узле (Рисунок 3.5). В случае, когда в системе есть МПА, канал управления может быть заблокирован, чтобы предотвратить лавину напряжения. В этом случае МПА ограничивает перегрузку генератора, хотя такая

блокировка нужна только для сравнительных испытаний. Чтобы ускорить реакцию и упростить процедуру ОП, используются менее сложные принципы, чем при оптимизационных расчетах уставок и объемов нагрузки. Поэтому в МПА могут применяться АН, в том числе отключающие нагрузку при критическом снижении напряжения на шинах подстанции. Если на подстанции установлен автотрансформатор (АТ), агент может регулировать реактивную мощность и перераспределять ее перед отключением нагрузки, чтобы избежать перегрузок.

Для эффективной работы МПА необходимо разделить ЭЭС на подсистемы с минимальными взаимозависимостями. Это поможет упростить процесс управления, снизить объем передаваемых данных и затраты на телеметрию, а также учитывать особенности каждой подсистемы. Информация о каждой подсистеме собирается в базу данных агентов с использованием метода анализа чувствительности матрицы Якоби УР ЭЭС [105]. Принимая неизменяемые инъекции активной мощности ($\Delta P=0$), соответствующие коэффициенты чувствительности определяются по формуле (1.6). Эти коэффициенты (2.2) практически не зависят от уровня нагрузки в электроэнергетической системе, но сильно зависят от топологии сети.

Расчет режимов и определение коэффициентов чувствительности проводится однократно, а полученные данные могут быть обработаны современными контроллерами достаточно быстро для данной задачи. Результаты анализа, представляющие собой базу данных, передаются всем агентам внутри соответствующей подсистемы ЭЭС. В контексте разрабатываемой МПА для каждого управляющего агента была создана база данных, содержащая информацию о коэффициентах чувствительности (2.1) для различных возмущений в рассматриваемой подсистеме ЭЭС. Для улучшения сходимости при расчете уставок реактивной мощности при анализе коэффициентов чувствительности, нагрузка представлялась шунтами проводимости.

3.2.3. Протоколы межагентного взаимодействия МПА

В данном разделе будет рассмотрен краткий обзор протоколов межагентного взаимодействия, которые позволяют внедрить принципы, описанные ранее, в программную реализацию МПА. Для предупреждения возможной лавины напряжения предлагается использовать онтологию управления напряжением, включающую следующие действия агентов (Рисунок 3.6):

1. *IncreaseReactivePower* – увеличение выработки реактивной мощности.
2. *LoadShedding* – отключение нагрузки потребителя.
3. *BlockTapChanger* – блокировка РПН трансформатора.
4. *UnBlockTapChanger* – разблокировка РПН трансформатора.

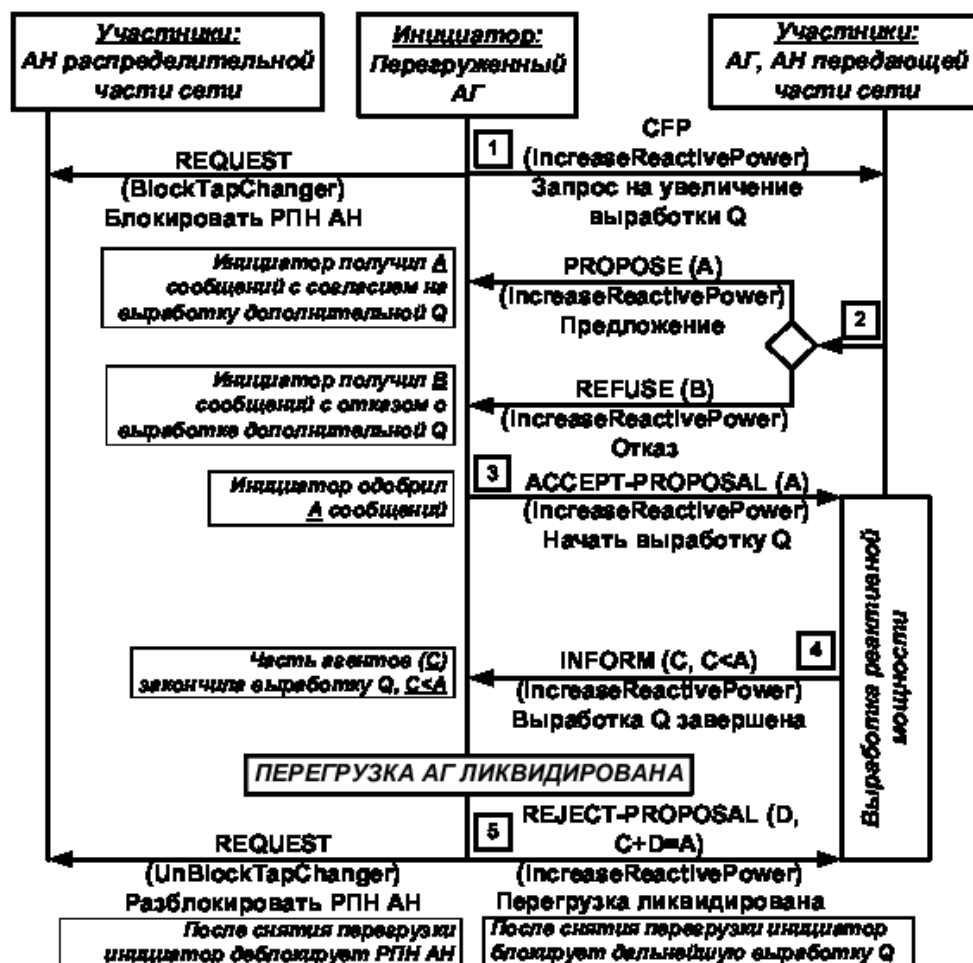


Рисунок 3.6 – Пример протокола взаимодействия МПА

Помимо действий агентов, в данной онтологии также присутствуют команды, определяющие скорость увеличения напряжения, скорость выполнения операций и другие аспекты. Подробное описание этих дополнительных терминов не представляется, так как список может быть изменен, а основное внимание уделяется только действиям агентов. Инструкции по использованию этих действий будут представлены в последующих разделах в процессе анализа протоколов межагентного взаимодействия.

Протокол функционирования АГ включает в себя сбор информации о текущем состоянии контролируемой подсистемы: значения токов статоров и роторов генераторов, напряжение на шинах электростанции, РПН трансформаторов и другие локальные данные. В случае, если ток статора или ротора приближается к критическому значению, АГ предпринимает действия для предотвращения отключения генератора из-за перегрузки. Он также взаимодействует с другими агентами (АГ и АН), чтобы совместно снизить недостаток реактивной мощности в системе.

Содержащие запрос сообщения на выработку реактивной мощности включают действие онтологии управления напряжением *IncreaseReactivePower*, согласно которой сначала АГ пытается предотвратить перегрузку путем координации резервов реактивной мощности, а в случае, когда это выполнить не удастся, выполняет отключение нагрузки. В качестве примера ниже представлена диаграмма протокола взаимодействия агентов для случая, когда предотвращение неустойчивости по напряжению достижимо только за счёт децентрализованной координации реактивной мощности. Данная диаграмма иллюстрирует серию шагов:

1. Сначала иницирующий агент блокирует РПН нагрузочных трансформаторов, отправляя запрос (REQUEST) сообщений агентам нагрузки с помощью действия *BlockTapChanger* в онтологии управления напряжением.

2. Затем иницирующий АГ направляет запрос на предложения (CFR, *Call For Proposal*) всем другим агентам, способным увеличить генерацию реактивной

мощности. Это может быть достигнуто путем изменения уставок автоматического регулятора напряжения или переключением устройства реактивной мощности. *IncreaseReactivePower*. В ответ на запрос, агенты предоставляют предложения A (PROPOSE) или отказы B (REFUSE).

3. После этого, агент, испытывающий загрузку, начинает генерацию реактивной мощности Q , направив сообщения ACCEPT-PROPOSAL (принятие предложений) всем агентам, согласившимся помочь.

4. Сообщение ACCEPT-PROPOSAL также включает информацию о необходимой скорости увеличения выработки реактивной мощности. Эта скорость рассчитывается перегруженным агентом генератора на основе анализа коэффициентов чувствительности. Во время процедуры выработки реактивной мощности Q , некоторые агенты могут завершить свою работу досрочно и сообщить об этом иницирующему агенту путем отправки сообщений INFORM.

5. В представленном примере на Рисунке 3.6, часть агентов завершила выработку реактивной мощности досрочно. В этом случае $C < A$, что означает, что после получения C сообщений, некоторые агенты до сих пор продолжают генерировать Q в системе. После некоторого времени совместные усилия агентов приводят к устранению перегрузки. После этого иницирующий агент завершает процедуру, посылая сообщения REJECT-PROPOSAL и впоследствии разблокирует (выполняет действие *UnBlockTapChanger* в онтологии управления напряжением) РПН нагрузочных трансформаторов.

Протокол АН включает в себя сбор локальной информации о первичных и вторичных напряжениях на шинах подстанций, перетоках активной мощности и положениях РПН трансформаторов. При необходимости АН может провести процедуру ОН. В случае, когда АН установлен на ПС с АТ – он может участвовать в регулировании реактивной мощности путем изменения положений РПН для достижения заданных значений первичного и вторичного напряжения. При этом также контролируется переток полной мощности через АТ.

3.3. Модель централизованной автоматики регулирования СКРМ на основе концепции виртуальной электростанции

Классический подход ко вторичному регулированию напряжения в ЭЭС прост в реализации, однако обеспечивает низкий уровень автоматизации процессов. Он основан на установке большого количества СКРМ, которые используются для поддержания напряжения в режимах максимальных нагрузок, а также в случае возникновения отклонений от нормального режима. Для этого применяются автоматические и оперативные средства управления. Координированный подход основан на разделении ЭЭС на энергорайоны с последующим внедрением СКРМ в каждой из подсистем. Необходимость декомпозиции ЭЭС обусловлена сложностью задачи и локальным характером регулирования реактивной мощности.

3.3.1. Применение концепции виртуальной электростанции для координации резервов СКРМ

В диссертации предложено объединить преимущества вышеописанных подходов посредством технологии виртуальной электростанции (ВЭ). Основная концепция состоит в том, что совокупность распределенных генераторов электрической энергии, (например, ВИЭ, накопители, традиционные генераторы и пр.), совместно работают как единая система под управлением единого центра. В общем случае ВЭ рассматривают как виртуальный агрегатор распределенных источников мощности, предназначенный для обеспечения гибкости регулирования и обеспечения резервов мощности для потребителей. При этом наиболее эффективный в данный момент источник определяется автоматически с учетом массы факторов.

Идея ВЭ может быть использована для согласованного управления СКРМ (БСК/УШР) с целью регулирования напряжения в энергосистеме. В этом случае

управление может быть рассмотрено как задача оптимизации, которая базируется на различных целевых функциях с соответствующими ограничениями. Эффективность такого подхода подтверждается рядом практических исследований [106, 137], где ВЭ используется для оптимального управления распределёнными источниками реактивной мощности. В частности, в [137] показано, что задача управления распределёнными СКРМ по принципу ВЭ может быть сформулирована как проблема нелинейной оптимизации с минимумом вычислительных затрат, когда на основе различных схемно-режимных параметров ЭЭС рассчитываются оптимальные уставки СКРМ путём решения задачи оптимального потокораспределения. В этом случае, значения реактивной мощности ВЭ будут зависеть от времени, местоположения, спроса и режима ЭЭС.

Общее математическое описание модели ВЭ для управления распределёнными СКРМ может быть представлено в виде системы уравнений. Пусть имеется N распределённых СКРМ и M потребителей реактивной мощности (например, электродвигатели, трансформаторы, электрооборудование, которое имеет дуговой разряд и т.п.). Каждое СКРМ i имеет реактивную мощность компенсации $Q_i^{\text{СКРМ}}$, которая зависит от внешних факторов, таких как напряжение в сети, нагрузка в сети и т.д. Кроме того в ЭЭС имеются и другие «естественные» источники, такие как генераторы электростанций, воздушные и кабельные ЛЭП, $Q_i^{\text{раб}}$. Каждый потребитель j имеет реактивную мощность потребления D_j , которая зависит от его потребности в реактивной мощности (реактивная мощность нагрузок, потери реактивной мощности в системе и расход реактивной мощности на собственные нужды системы). Тогда система уравнений для модели ВЭ может быть записана следующим образом:

$$\sum Q_i^{\text{раб}} + \sum Q_i^{\text{СКРМ}} - \sum D_j = 0, \text{ где } i = 1, 2, \dots, N \text{ и } j = 1, 2, \dots, M. \quad (3.7)$$

Небаланс распределения реактивной мощности (3.7) приводит к отклонениям напряжения, которые могут быть различными в разных точках системы, в отличие от отклонений частоты, которые происходят одновременно во всей системе.

Регулирование напряжения осуществляется путем управления реактивной мощностью, причем это регулирование в различных точках системы может осуществляться независимо. Однако в случае применения подхода на основе ВЭ такое регулирование выполняется уже скоординировано.

Кроме того, для каждого СКРМ i может быть записано уравнение компенсации реактивной мощности:

$$Q_i^{\text{СКРМ}} = f(x_i), \quad (3.8)$$

где x_i - вектор внешних факторов, влияющих на компенсацию реактивной мощности СКРМ i , а $f(x_i)$ - функция компенсации реактивной мощности СКРМ i .

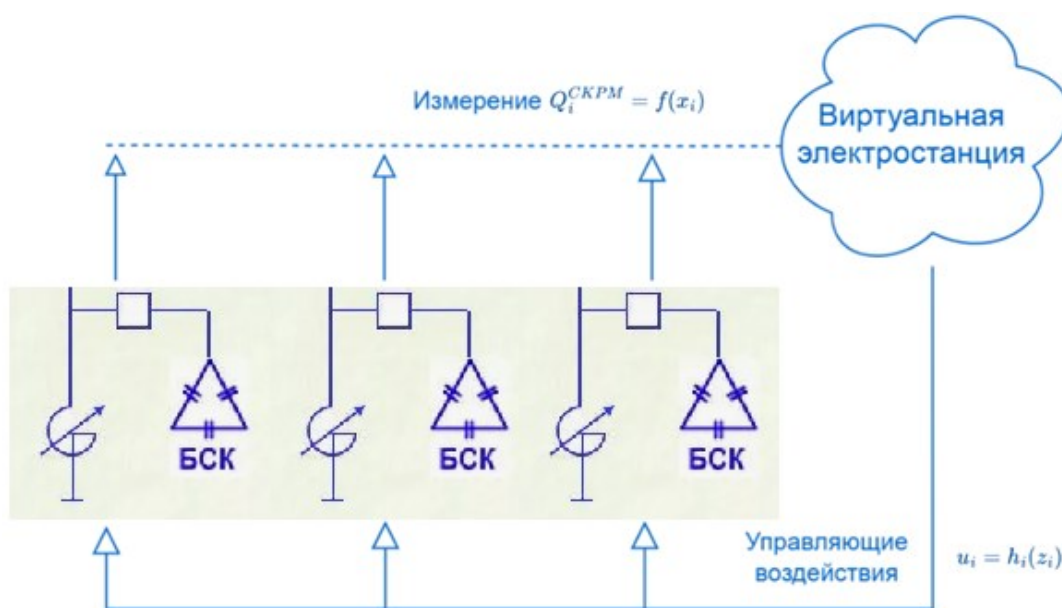


Рисунок 3.7 – Предложенная концепция ВЭ для управления СКРМ

Для управления компенсацией реактивной мощности каждым СКРМ на базе ВЭ в системе может быть записано следующее уравнение:

$$u_i = h_i(z_i), \quad (3.9)$$

где z_i - вектор факторов управления (т.е. ограничений), влияющих на компенсацию реактивной мощности СКРМ i , а h_i - функция управления компенсацией реактивной мощности СКРМ i , которая представляет собой некую стратегию оптимального управления, найденную в результате решения оптимизационной задачи.

В диссертации предлагается применить глобальный L -индекс узлов ЭЭС в качестве целевой функции ВЭ в задаче определения стратегии управления u_i (3.9), с целью снижения суммарного значения L -индексов для обеспечения максимального запаса устойчивости по напряжению. Как было отмечено во второй главе, L -индекс является эффективным количественным показателем устойчивости по напряжению, который указывает на то, насколько далеко текущее состояние системы от точки лавины напряжения [88].

В [106] рассмотрен общий аналитический алгоритм оптимизации резервов реактивной мощности по принципу L -индекса, позволяющий определить требуемое количество инъекций реактивной мощности для определенного нагрузочного узла, для работы ЭЭС в оптимальных условиях режима. Подобные корректирующие меры показывают способность к обеспечению необходимого уровня устойчивости по напряжению. Для этого требуется решить систему уравнений, содержащую частные производные функций суммарных локальных L -индексов, $L_{sum} = L_1 + L_2 + \dots + L_m$ по $\Delta Q_i^{СКРМ}$ для корректировки доступных в ЭЭС СКРМ:

$$\frac{\partial L_{sum}}{\partial \Delta Q^{СКРМ}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L_{sum}}{\partial \Delta Q_1^{СКРМ}} \\ \vdots \\ \frac{\partial L_{sum}}{\partial \Delta Q_m^{СКРМ}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i \in \alpha_L, i \neq j} -\frac{1}{U_j} \frac{X_{j1}}{U_1} \cdot \frac{\mu}{\sqrt{\mu^2 + \gamma^2}} \\ \vdots \\ \sum_{i \in \alpha_L, i \neq j} -\frac{1}{U_j} \frac{X_{jm}}{m} \cdot \frac{\mu}{\sqrt{\mu^2 + \gamma^2}} \end{bmatrix} = 0, \quad (3.10)$$

$$\text{где } \mu = \sum_{i \in \alpha_L, i \neq j} \frac{(Q_i^{СКРМ} + \Delta Q_i^{СКРМ}) X_{ji}}{U_i}, \gamma = \sum_{i \in \alpha_L, i \neq j} \frac{-P_i X_{ji}}{U_i}.$$

После нахождения максимального значения функции L_{sum} , при условии её выпуклости, её экстремальное значение будет минимальным. В соответствии с выбранной методологией, ЭЭС будет работать в оптимальном режиме при минимальном значении L_{sum} .

Исследования [106] на различных схемах IEEE (IEEE-14, IEEE-30, IEEE-57, IEEE-118) показали, что выбранный метод эффективен при управлении напряжением, используя инъекции реактивной мощности для минимизации L -индекса и обеспечения устойчивости напряжения в ЭЭС. Однако для его работы необходимо проводить большое количество вычислений, что замедляет процесс регулирования в реальном времени. Для улучшения этой ситуации в диссертации предложен математический подход, основанный на эвристических алгоритмах оптимизации и машинном обучении (МО).

3.3.2. Реализация ВЭ-СКРМ на принципе совместного применения алгоритмов эвристической оптимизации и машинного обучения

На Рисунке 3.8 представлена общая схема предложенной автоматики ВЭ-СКРМ. Для решения системы уравнений (3.10), описывающей централизованную схему регулирования, предлагается использовать быстрые решатели на основе популяционных эмпирических алгоритмов оптимизации, таких как алгоритм мотылька и пламени (МП), а также машинное обучение с применением алгоритма градиентного бустинга CatBoost. Популяционные алгоритмы позволяют одновременно обрабатывать несколько вариантов решения задачи оптимизации. В отличие от классических «траекторных» алгоритмов поиска решения, где эволюционирует лишь один кандидат, популяционные алгоритмы представляют более широкий подход к поиску оптимального решения, что повышает их эффективность [109].

Выбор алгоритма МП обусловлен его наиболее быстрой сходимостью – способностью достигать оптимального решения за минимальное количество итераций по сравнению с другими популяционными алгоритмами. Главными компонентами этого алгоритма являются «мотыльки» и «пламя», представляющие собой различные решения. «Мотыльки» ищут решения в пространстве решений, а «пламя» соответствует лучшим найденным решениям. Все «мотыльки» вокруг «пламени» ищут более оптимальные решения и перемещают его в другие места. Этот процесс гарантирует нахождение глобально оптимального решения. В стратегическом плане, во время миграции агенты движутся так, чтобы приблизиться к глобальному максимуму целевой функции.



Рисунок 3.8 – Общая схема реализуемой централизованной ВЭ-СКРМ на базе концепции ВЭ

Уравнение для нахождения наилучшего оптимального значения алгоритмом МП имеет вид:

$$M_i = S(M_i, F_j), \quad (3.11)$$

где M_i указывает на i^{20} мотылька, F_j указывает на j -е пламя, а S указывает на спиральную функцию мотылька.

Спиральная функция мотылька задается как:

$$S(M_i, F_i) = D_i \cdot e^{bt} \cdot \cos(2\pi t) + F_j, \quad (3.12)$$

где $D_i = |F_j - M_i|$ указывает расстояние между j -м пламенем и i -м мотыльком.

Адаптивный механизм для определения количества пламени во время каждой итерации математически определяется как:

$$\vartheta = \text{rounds} \left(N - 1 \cdot \frac{N-1}{T} \right), \quad (3.13)$$

где N – максимальное количество пламени, 1 – номер текущей итерации, а T – максимальное количество итераций.

Для нахождения оптимальных инъекций ΔQ_i сумму локальных L -индексов L_{sum} необходимо минимизировать, т.е. найти экстремум функции L_{sum} согласно (3.10). В данном случае целевая функция F_j для задачи нахождения оптимальных уставок СКРМ может быть записана следующим образом:

$$F_j = L_{sum} = \sum_{j=1}^m 1 - \frac{1}{U_j} \sqrt{\sum_{i \in \alpha_L} \left(\frac{(Q_i^{\text{СКРМ}} + \Delta Q_i^{\text{СКРМ}}) X_{ji}}{U_i} \right)^2 + \sum_{i \in \alpha_L} \left(\frac{-P_i X_{ji}}{U_i} \right)^2}. \quad (3.14)$$

Принцип работы данного алгоритма в применении к решаемой в диссертации задаче приведен на Рисунке 3.9.

Предложенный оптимизационный решатель на основе МП как основной элемент централизованной автоматики предполагает быстрый расчёт дополнительных инъекций реактивной мощности СКРМ $\Delta Q_i^{\text{СКРМ}}$, согласно условию:

$$t_{\text{расч}} < t_{\text{кр}}, \quad (3.15)$$

где $t_{\text{расч}}$ – время расчёта алгоритмом МП инъекций реактивной мощности для всех регулируемых СКРМ в ЭЭС, $t_{\text{кр}}$ – критическое время, определяемое требованиями режимного и противоаварийного управления.

В случае нарушения условия (3.15), особенно важного для крупных ЭЭС с множеством установленных СКРМ, предлагается использовать заранее обученный ускоритель решений, основанный на модели машинного обучения. Таким образом, задача оптимизации сводится к задаче множественной многоцелевой регрессии, где главной целью является одновременное прогнозирование инъекций реактивной $\Delta Q_1^{\text{СКРМ}}, \dots, \Delta Q_m^{\text{СКРМ}}$, где m – количество регулируемых СКРМ в ЭЭС.

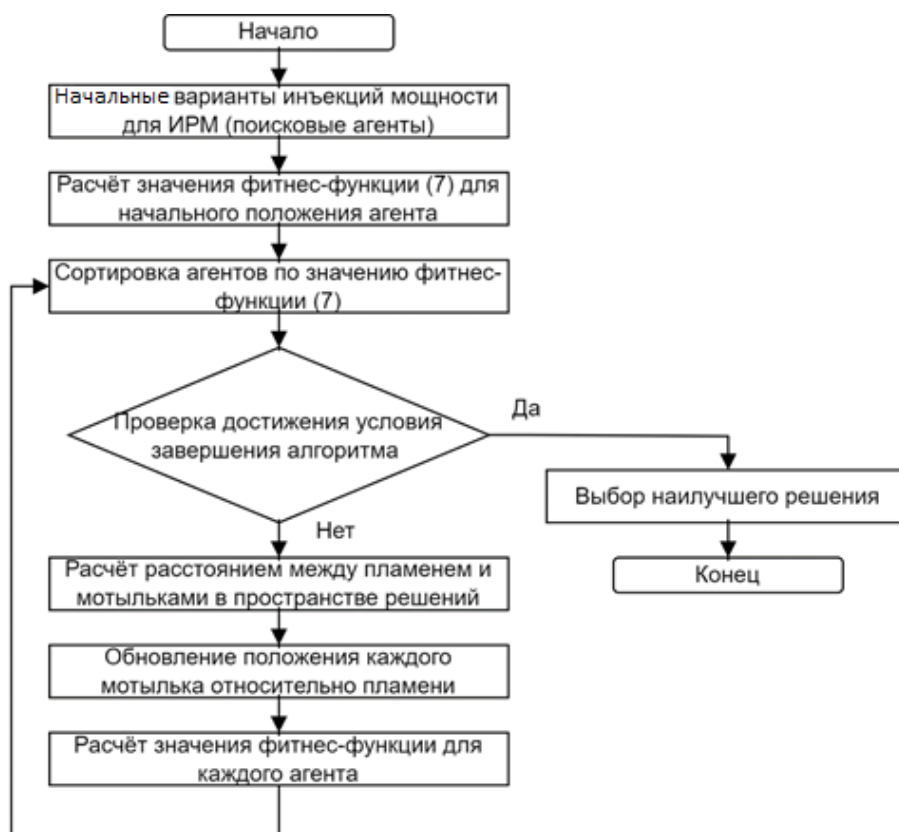


Рисунок 3.9 – Блок-схема алгоритма МП для расчёта оптимальных уставок СКРМ

В общем случае, такая задача заключается в обучении множественной регрессионной модели на наборе данных $S = (x^{(1)}, y^{(1)}), \dots, (x^{(N)}, y^{(N)})$,

полученном с использованием функции h , которая присваивает вектору x соответствующие целевые значения вектора y для каждого наблюдения. Математически это может быть описано следующим образом:

$$h: \Omega_{x_1} \times \dots \times \Omega_{x_m} = \Omega_{y_1} \times \dots \times \Omega_{y_d}, \quad (3.16)$$

$$x = (x_1, \dots, x_m) \rightarrow y = (y_1, \dots, y_d),$$

где Ω_{x_i} и Ω_{y_i} – пространство образцов для каждого предиктора x_i ($i \in 1, \dots, m$) и каждой целевой переменной y_i ($i \in 1, \dots, d$) соответственно.

В данном контексте под предикторами x_i подразумеваются расчётные локальные L -индексы L_j в соответствии с (2.13), а под выходами y_i предсказанные значения инъекций реактивной мощности ΔQ_i . Функцию h можно интерпретировать как модель квазидинамики ЭЭС, которая позволяет создавать последовательность установившихся режимов с различными параметрами функционирования, а также как своеобразный архив телеизмерений.

Перепишем уравнения (3.16) более компактно как векторно-матричное произведение $1 \times m$ обозначив переменные x_i и y_i в постановке задачи регулирования СКРМ:

$$\dot{L}_i^T W = [\dot{L}_i^T w_1, \dot{L}_i^T w_2, \dots, \dot{L}_i^T w_m], \quad (3.17)$$

и тогда весь набор линейных зависимостей можно также записать как:

$$\dot{L}_i^T W \approx \Delta Q_j^{\text{СКРМ}} \quad i = 1, \dots, d \quad j = 1, \dots, m. \quad (3.18)$$

Если веса W возможно правильно настроить, то приближение $\approx$ в уравнении (3.18) будет корректным. Для этого можно применить любую функцию стоимости регрессии для минимизации и обеспечения оптимального приближения. В данном исследовании предлагается использовать алгоритм градиентного бустинга CatBoost, разработанный компанией Яндекс, как решение (3.18) [110].

Алгоритм CatBoost использует градиентные ДР и в процессе обучения последовательно строит набор деревьев. При этом каждое последующее дерево

строится с меньшими потерями по сравнению с предыдущим. Подобно другим алгоритмам градиентного бустинга, CatBoost соответствует градиенту текущей модели, формируя новое дерево. Однако у стандартных алгоритмов бустинга возникают проблемы переобучения из-за смещенной оценки точечного градиента. На каждой итерации алгоритма бустинга градиент оценивается с использованием одних и тех же точек данных, что может привести к сдвигу распределения оцененного градиента относительно реального распределения градиента в пространстве признаков, способствуя переобучению.

CatBoost использует «небрежные» ДР, чтобы построить сбалансированное дерево. Одинаковые функции используются для создания левых и правых разделений на каждом уровне дерева, что приводит к меньшему количеству параметров и обеспечивает более высокую точность, особенно в случае сложных нелинейных зависимостей. Это также гарантирует сбалансированность выращенных деревьев, уменьшает их склонность к переобучению и позволяет значительно ускорить предсказания во время тестирования.

Применительно к задаче предсказания инъекций реактивной мощности $\Delta Q_i^{\text{СКРМ}}$ алгоритм градиентного бустинга CatBoost может быть записан как:

$$\Delta Q_i^{\text{СКРМ},p} = \Delta Q_i^{\text{СКРМ},p} + \alpha \cdot \delta \sum (\Delta Q_i^{\text{СКРМ}} - \Delta Q_i^{\text{СКРМ},p})^2 / \delta \Delta Q_i, \quad (3.19)$$

где α – скорость обучения, $\Delta Q_i^{\text{СКРМ},p}$ и $\Delta Q_i^{\text{СКРМ}}$ – предсказанные и целевые значения оптимальных значений инъекций мощности для СКРМ.

Также важно заметить, что применение дискретных регуляторов СКРМ в противоаварийном управлении для обеспечения устойчивости не представляется возможным по ряду причин. В частности, автоматика установленных близко к шинам потребителей СКРМ недостаточно чувствительна к изменению напряжения в высоковольтной сети. Обычно управление этим объемом реактивной мощности возможно только оперативно. Однако, при возможном внедрении модели ВЭ-СКРМ можно автоматизировать действия для координированного управления

регуляторами СКРМ. Это, конечно, потребует определенных инвестиционных затрат (новые средства связи, оборудование, обслуживание и прочее), однако ожидаемые технические и экономические выгоды для повышения устойчивости, снижении потерь мощности и оптимизации режима могут компенсировать эти затраты.

3.4. Концепция внедрения ИАРН в структуру ПАУ ЕЭС России

Принимая во внимание выводы, изложенные в главе 1, о том, что новые интеллектуальные противоаварийные комплексы не должны нарушать существующую структуру ПАУ, а ее дополнять, важно рассмотреть возможность их внедрения, при этом сохраняя существующие иерархические принципы организации ПАУ. Это становится важным из-за огромных масштабов современных энергетических систем, которые охватывают обширные территории. Сложно создать централизованный управляющий центр для всех систем, так как это потребовало бы значительных вычислительных ресурсов и распределенной инфраструктуры связи. Поэтому система ПАУ организована на основе иерархического принципа, в соответствии с которым комплексы ПАУ различных энергорайонов связаны с координирующим устройством верхнего уровня. Поэтому, при организации каждого отдельного комплекса ПАУ косвенно учитывается информация об изменениях в схеме и режиме энергорайонов, что позволяет эффективно координировать работу различных комплексов и управлять ими [46].

Как упоминалось ранее, в настоящее время система ПАУ ЕЭС России организована по принципу «ДО». Согласно этому принципу, предварительно вычисляются УВ для определенного набора предшествующих режимов, и затем возможные значения УВ передаются в устройство автоматического запоминания дозировки (АЗД) или АДВ. Далее, в зависимости от характера возмущения,

выбирается подходящее значение УВ на основе предварительных расчетов. Этот подход не требует использования высокоскоростных вычислительных устройств.

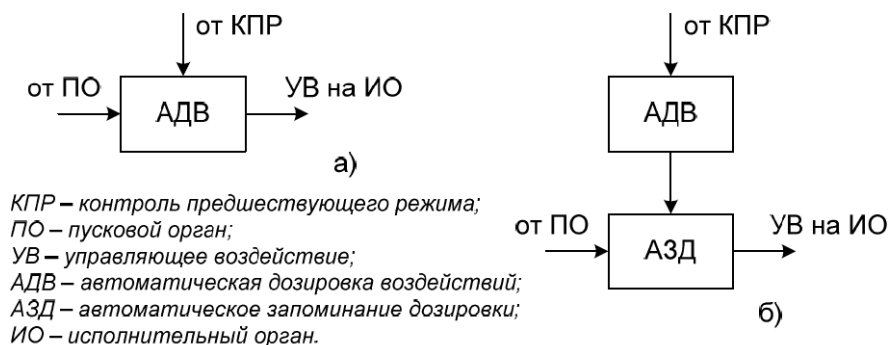


Рисунок 3.10 – Принципиальные схемы ПАУ [46]

Принцип «ДО» (Рисунок 3.10, б) условно разделяют на «I-ДО» и «II-ДО». По принципу «II-ДО» осуществляется значительный объем ручных предварительных расчетов, на основе которых заполняются таблицы управляющих воздействий (ТУВ). Однако такие предварительные расчеты охватывают только ограниченное количество возможных ситуаций, что значительно снижает адаптивность системы. Все локальные АПНУ (ЛАПНУ), работающие независимо от централизованной системы ПА (ЦСПА), работают по принципу «II-ДО». Локальные АПНУ, управляемые ЦСПА, используют принцип «I-ДО», при котором математическая модель в ЦСПА используется для расчета дозровок УВ, передаваемых в устройство автоматического контроля дозровок (АЗД или АДВ). Однако время расчета дозровок длительное (30 секунд), что может повлиять на краткосрочную устойчивость напряжения. При этом также отсутствует адаптация к ненормативным возмущениям.

Для успешной реализации ПАУ нового поколения (НП) принципиальным становится переход к принципу «ПОСЛЕ», который предполагает начало обработки информации для определения УВ лишь после получения соответствующих локальных сигналов отключения ЛЭП и оборудования. Этот

подход требует высокой скорости обработки данных, которую обеспечивают современные интеллектуальные системы, основанные на новейших алгоритмах. Поэтому в диссертации предлагается внедрить ИАРН, которая будет являться частью АПНУ НП (Рисунок 3.11). Это будет следующим шагом в модернизации системы ПАУ ЕЭС России. Существующие комплексы ПА могут быть дополнены интеллектуальными, при условии сохранения возможности автономного функционирования в случае отказа ИАРН. Под управлением АПНУ НП, ИАРН сможет координировать резервы реактивной мощности для повышения устойчивости, что до сих пор не было реализовано в существующих принципах ПАУ. Также на рисунке 3.11 показано как технически представляется возможным реализовать ИАРН с помощью существующей инфраструктуры ПАУ. Например, подсистема АОСН может выполнять функции исполнения команд на регулирование режимов работы СКРМ и отключение нагрузки в случае отказа вышестоящих устройств, подобно ЛАПНУ.

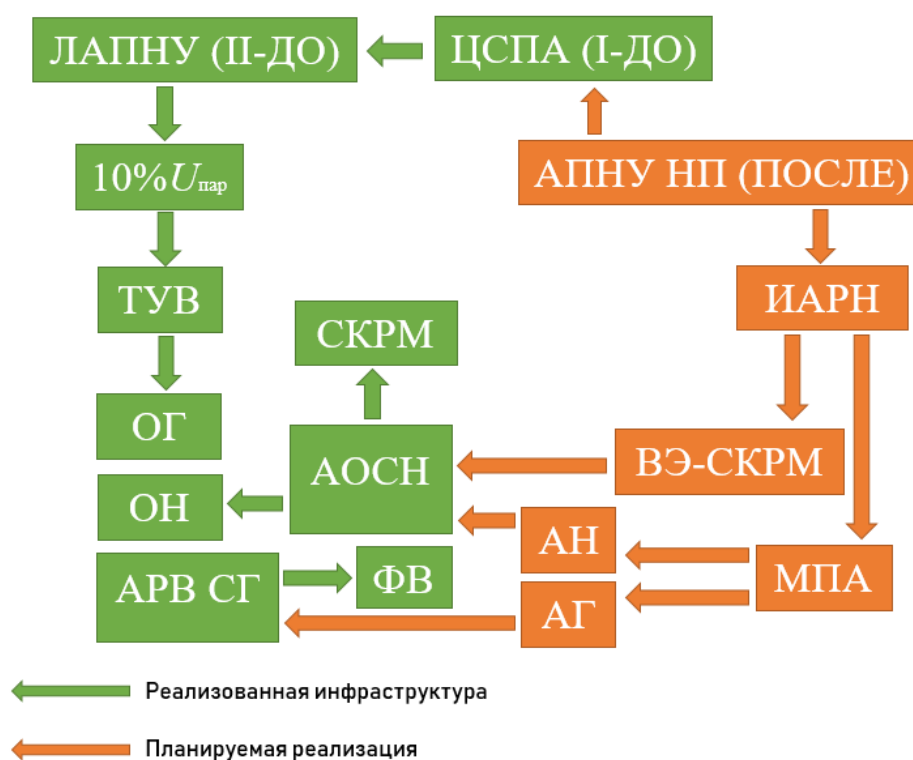


Рисунок 3.11 – Концепция внедрения ИАРН в структуру ПАУ ЕЭС России

3.5. Выводы по главе 3

По результатам построения архитектуры ИАРН можно сделать следующие выводы:

1. При построении ИАРН в диссертации применено сочетание двух коммуникационных схем регулирования: централизованного и децентрализованного. ИАРН включает в себя две составляющие: децентрализованная МПА регулирующая уставки АРВ СГ и централизованная ВЭ-СКРМ для координации СКРМ.

2. Модель децентрализованной МПА реализована по типу МАС. АГ задействуются в случае приближения токов статоров или роторов СГ в контролируемой подсистеме к предельным значениям и обеспечивает управление реактивной мощностью, а также предотвращает аварийное отключение СГ от перегрузки. АН МПА регулирует РПН трансформаторов на стороне потребителя и участвует в процедуре отключения нагрузки.

3. Централизованная ВЭ-СКРМ объединяет все СКРМ в виртуальной ПС. Подход, основанный на управлении по принципам ВЭ, сводит задачу управления к задаче оптимизации, где в качестве целевой функции используется индикатор устойчивости ЭЭС по напряжению – L -индекс. Минимизация суммы значений L -индексов необходима для обеспечения требуемого уровня устойчивости. Для ускорения решения системы уравнений предлагается использовать быстрые алгоритмы оптимизации на основе популяционного эмпирического алгоритма мотылька и пламени (минимизации целевой функции) и машинного обучения (с применением алгоритма градиентного бустинга CatBoost) относительно изменений реактивной мощности для корректировки доступных в ЭЭС СКРМ.

4. Разработана концепция внедрения ИАРН в существующую систему ПАУ ЭЭС России, которая сохраняет действующие иерархические принципы и реализуется на действующей инфраструктуре.

Глава 4. Исследование поведения интеллектуальной автоматики регулирования напряжения и реактивной мощности

Для исследования поведения ИАРН на схемах энергорайонов и получения объёмов данных по схемно-режимным ситуациям в качестве расчетного модуля в диссертации был использован квазидинамический симулятор поведения ЭЭС, разработанный в среде Matlab с использованием пакета PSAT [Приложение А], согласно постановки изложенной ранее в подразделе 1.2.2. PSAT это среда с открытым кодом для функционирования на платформах Matlab и GNU/Octave, который включает в себя достаточный набор возможностей исследования электрических режимов ЭЭС, в том числе интересующие расчеты: установившегося режима, статической устойчивости (с возможностью утяжеления режима по заданной траектории с контролем заданных ограничений), оптимизации режима, а также многие другие. Для выполнения точного и полного анализа режимов ЭЭС PSAT поддерживает различные статические и динамические модели, такие как шины, ЛЭП, трансформаторы и т.п. Более полная информация по функционированию данного ПО приведена в [111].

Алгоритм мотылька и пламени был также реализован на платформе Matlab. Модели градиентного бустинга CatBoost и множественной регрессии реализованы в среде Python с использованием открытых библиотек SkLearn и CatBoost³.

4.1. Объекты исследования

Исследования проводились на схеме северной части энергосистемы Иркутской области, которая в период исследования претерпела значительные изменения. На первом этапе исследования проводились на схеме Бодайбинского

³ Обучение моделей машинного обучения проходило на компьютере с видеокартой NVIDIA GeForce GT 755M, с графическим процессором GK107 оснащенным 384 ядрами CUDE.

энергорайона (БЭР) северной части Иркутской области, отнесенного до 2019 года к регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения, который считался «узким» местом энергосистемы Иркутской области [139]. Район имел консольное питание по ЛЭП 220 кВ от Усть-Илимской ГЭС, а также постоянный и непокрываемый дефицит активной и реактивной мощности. Единственными источниками мощности были гидрогенераторы (ГГ) Мамаканской ГЭС (МГЭС), а существующий дефицит покрывался из внешней сети. Другие СКРМ, а также АОСН на тот момент в районе отсутствовали.

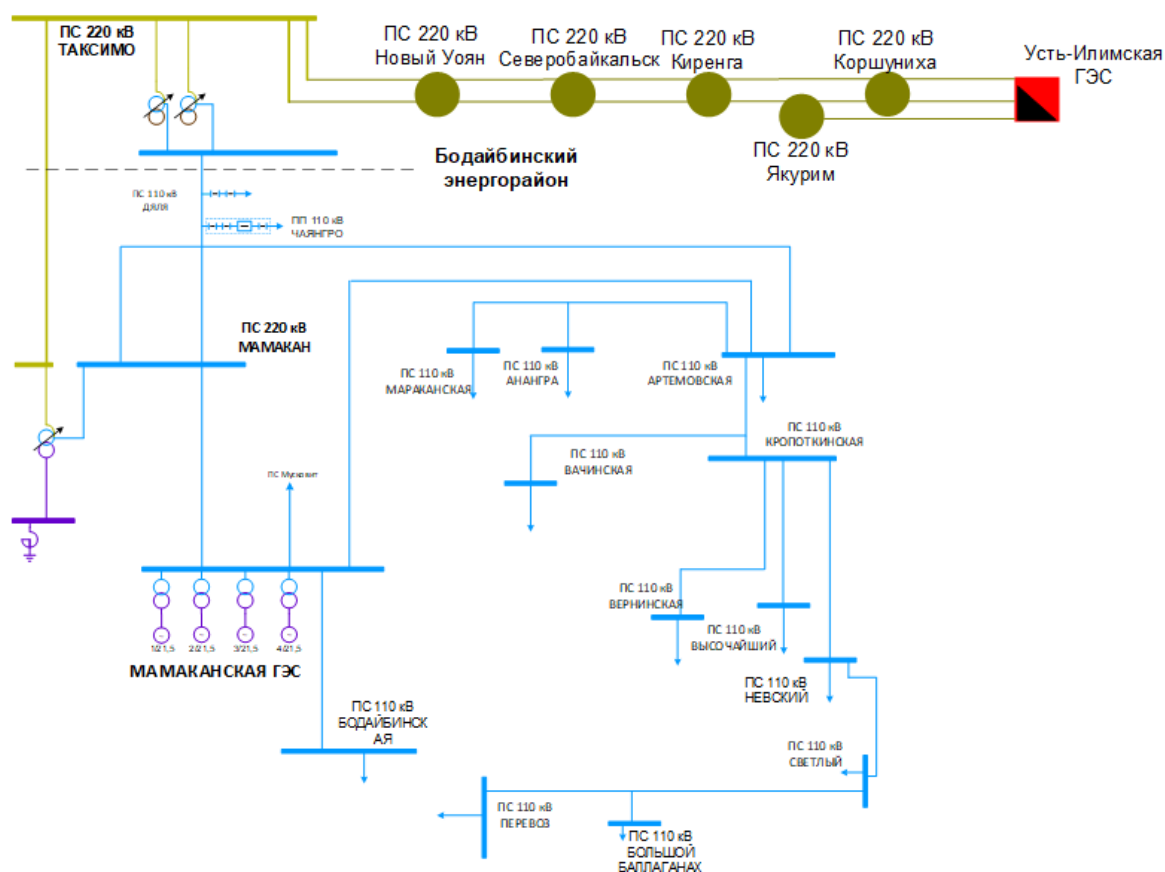


Рисунок 4.1 – Схема Бодайбинского энергорайона до 2019 г.

Из-за слабых связей возникала угроза отделения района от ЕЭС России. Возникновение возмущений нередко приводило к нарушению баланса активной и реактивной мощности, отключению потребителей и снижению напряжения. Запуск



К концу 2019 года внешняя схема питания БЭР претерпела значительные изменения. ПАО «Россети ФСК ЕЭС» было произведено масштабное сетевое строительство Северобайкальского энергетического кольца (далее – СБЭК, Рисунок 4.2) северной части энергосистемы Иркутской области, охватывающего Иркутскую область, Забайкальский край, республики Саха (Якутия) и Бурятия, который стал объектом на втором этапе исследования [141]. Основными

введенными объектами СБЭК стали ПС 500 кВ Усть-Кут и 220 кВ Сухой Лог являющиеся ПС нового поколения. Помимо этого, были построены 4 двухцепных ЛЭП 220 кВ: Усть-Кут – НПС-6, Мамакан – Сухой Лог, Пеледуй – Сухой Лог и НПС-6 – НПС-7. Центры питания СБЭК также связаны протяженными ЛЭП 220 кВ и обеспечивают электроснабжение потребителей в Иркутской области, Забайкальском крае, Республиках Бурятия и Якутия.

Зимнее потребление электроэнергии в СБЭК достигает 500 МВт, а из-за низкого уровня приточности Мамаканской ГЭС доступная мощность составляет всего около 10 МВт при 86 МВт установленных. Недостающая мощность компенсируется за счет внешних перетоков. Увеличение потребности в электроэнергии предприятий горнодобывающих компаний и новые проекты добычи в Иркутской области и соседних регионах, включая крупные золотодобывающие предприятия, обеспечат дополнительный рост потребления. Этот рост также будет связан с развитием инфраструктуры, расширением Байкало-Амурской магистрали, строительством крупных заводов, таких как Иркутский завод полимеров и завод неорганической химии.

Поэтому с уходом от проблем консольного питания Бодайбинского энергорайона появились новые особенности управления режимом по напряжению уже в схеме СБЭК. На текущий момент для целей регулирования напряжения на объектах СБЭК были установлены СКРМ, а также АОСН. Регулирование напряжения в СБЭК в нормальном режиме осуществляется путем выдачи диспетчерских команд персоналу объектов и является эффективным при медленных изменениях режима. В аварийных режимах в работу вступает АОСН, которая не всегда является эффективной, как отмечалось ранее. Отсутствие координации СКРМ при этом усложняет процесс регулирования напряжения. Результатом этого могло стать превышение или снижение напряжения за допустимые пределы.

Основной проблемой СБЭК является возникновение связанных с разрывом кольцевой схемы возмущений в утяжеленных режимах, приводящее к глубокому

снижению напряжения в узлах нагрузки в центрах потребления и угрозе нарушения системной устойчивости по напряжению. Учитывая растущее потребление энергии СБЭК, самые тяжелые послеаварийные режимы возникают при разрыве кольцевой схемы в «голове», когда значительная часть нагрузки продолжает быть запитана в тупиковом режиме. В таких случаях основная часть нагрузки СБЭК по-прежнему будет запитана через длинные транзитные ЛЭП, что может вызвать недопустимое снижение напряжения на шинах подстанций, сопровождаясь при этом нарушением устойчивости. Поэтому проблема устойчивости по напряжению по-прежнему остается актуальной для СБЭК [112].

4.2. Экспериментальные исследования первого этапа

В ходе первого этапа [140, 141] экспериментальных исследований было проведено несколько экспериментов с характерными сценариями для оценки регулирования напряжения ИАРН в Бодайбинском энергорайоне (см. Рисунок 4.1). В каждом эксперименте утяжеление режима производилось путем последовательного увеличения нагрузки потребителей. В качестве возмущений были рассмотрены следующие характерные эксперименты: увеличение нагрузки потребителей (эксперимент 1) и выделение энергорайона на изолированную работу с дефицитом (эксперимент 2) соответственно.

В рамках эксперимента 1 были рассмотрены следующие сценарии:

- Сценарий 1 – работа локальной автоматики (ОП) АРВ СГ;
- Сценарий 2 – работа ОП АРВ и МПА на СГ;
- Сценарий 3 – работа ОП АРВ и МПА на СГ, при этом подключаются дополнительные АГ от ДГУ на ПС 110 кВ Невский и Высочайший мощностью 7,8 МВт и 3,75 МВт соответственно;
- Сценарий 4 – работа ОП АРВ, МПА, а также в работу включается ВЭ-СКРМ, которые были превентивно введены в схему на ПС 110 кВ Невский, Артёмовская и Кропоткинская мощностью 15 МВар.

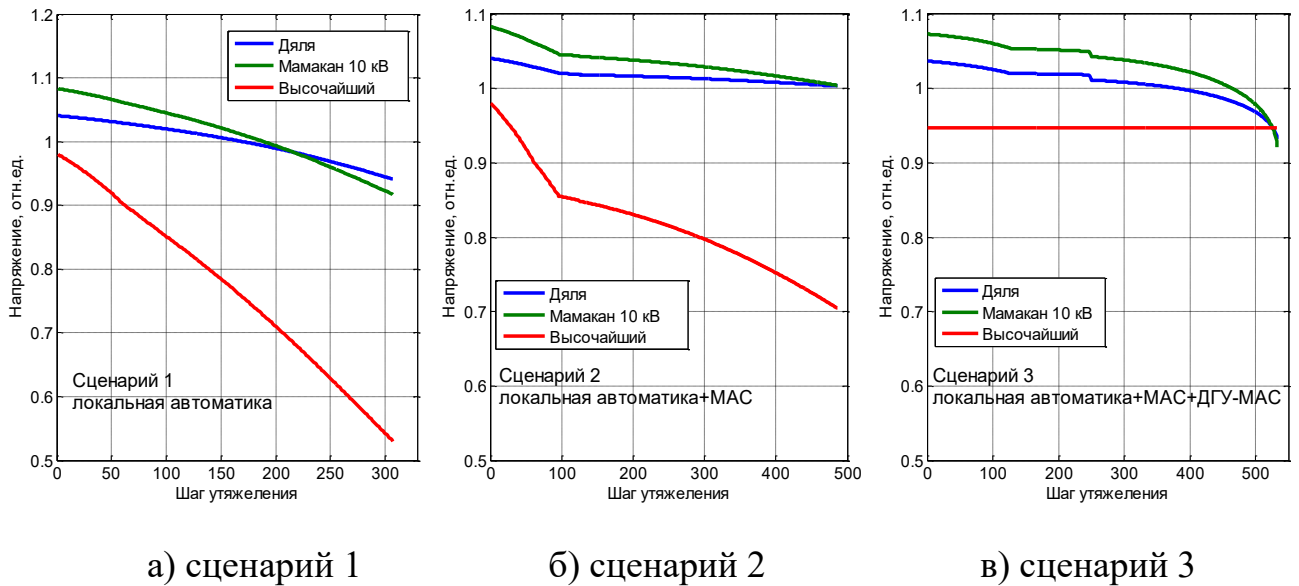


Рисунок 4.3 – Профили напряжения для трёх критических ПС для эксперимента 1

Как видно из Рисунка 4.3, применение МПА в сценарии 2 поддерживает напряжение во всех узлах схемы, что позволяет значительно увеличить количество шагов утяжеления режима ЭЭС по сравнению со сценарием 1, где используется только локальная автоматика ОП АРВ (320 шагов утяжеления в сценарии 1 против 490 в сценарии 2). При этом, в сценарии 3, в случае увеличения количества АГ в МПА за счет подключения ДГУ, удастся удерживать напряжение в наиболее критическом узле – ПС 110 кВ Высочайший. Однако стабилизация напряжения в других узлах происходит несколько менее эффективно, чем в сценарии 1.

Рисунок 4.4 показывает график изменения глобального индекса L_{sum} при утяжелении режима, увеличение которого свидетельствует о большей близости системы к лавине напряжения. В сценарии 1 происходит перегрузка ГГ МГЭС, так как при увеличении нагрузки не учитывалась возможность использования ОН. В результате, наступление лавины напряжения происходит достаточно быстро ($N=26$). В сценарии 2 при последовательном увеличении нагрузки ($N=15$) включается МПА, которая выполняет перераспределение реактивной мощности ГГ и предотвратит их перегрузку. Таким образом система сохраняет устойчивость по напряжению при более продолжительном утяжелении (нарушение на $N=54$), включая применение процедуры ОН.

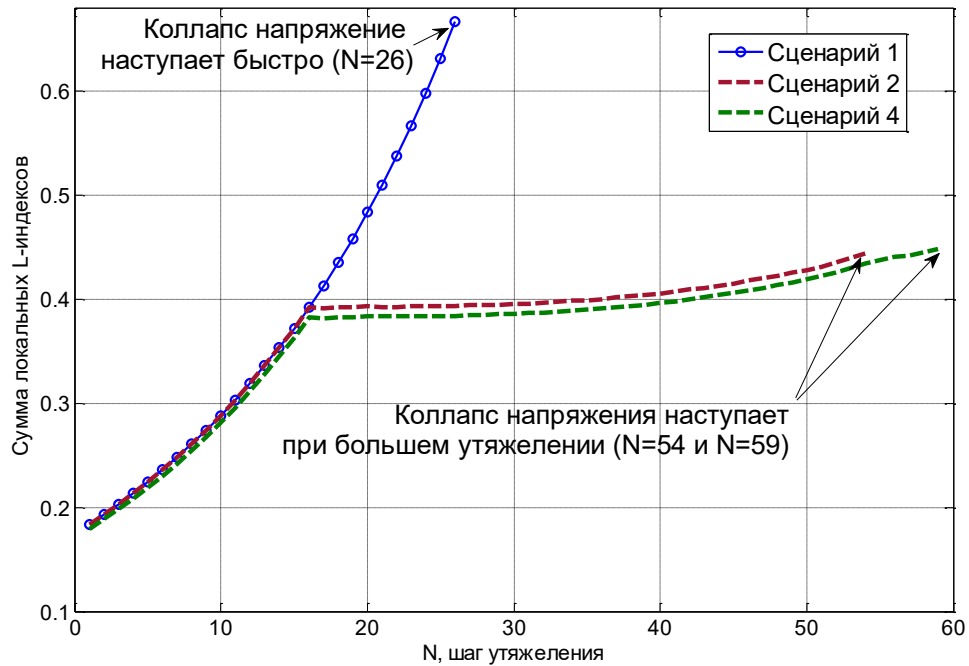


Рисунок 4.4 – Изменение суммы локальных L -индексов для Эксперимента 1

В сценарии 4 в работу включается ВЭ-СКРМ, представляющая собой две глубокие ИНС (Рисунок 4.4), обученные выдавать уставки инъекций реактивной мощности для СКРМ, установленных на трех ПС. В результате совместные действия ВЭ-СКРМ с МПА позволяют достичь дополнительного повышения устойчивости по напряжению и «отсрочить» наступление лавины напряжения ещё на несколько шагов утяжеления (N=59). При этом ВЭ-СКРМ с применением модели градиентного бустинга CatBoost [Приложение Г] показало высокую точность определения объёма регулирования резервов СКРМ (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Результаты тестирования ВЭ-СКРМ на базе модели градиентного бустинга CatBoost

Метрики	СКРМ 1 Невский	СКРМ 2 Артёмовская	СКРМ 3 Кропоткинская
Точность R^2	0,9428	0,9833	0,9844
Функция потерь RMSE, %	15,66	4,86	5,25

Для сравнения были использованы следующие метрики:

1. Функция потерь на основе относительной среднеквадратичной ошибки:

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^N (\Delta Q_{i, \text{факт}}^{\text{СКРМ}} - \Delta Q_{i, \text{пред}}^{\text{СКРМ}})^2 / N} * 100\%, \quad (4.1)$$

где $\Delta Q_{i, \text{факт}}^{\text{СКРМ}}$, $\Delta Q_{i, \text{пред}}^{\text{СКРМ}}$ - фактическая и предсказанные уставки СКРМ, N – количество установившихся режимов ЭЭС на тестовом интервале.

2. Коэффициент детерминации R^2 , который измеряет долю дисперсии, объясненную моделью регрессии, в общей дисперсии целевой переменной.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (\Delta Q_{i, \text{факт}}^{\text{СКРМ}} - \Delta Q_{i, \text{пред}}^{\text{СКРМ}})^2}{\sum_{i=1}^N (\Delta Q_{i, \text{факт}}^{\text{СКРМ}} - \overline{\Delta Q_{\text{факт}}^{\text{СКРМ}}})^2}, \quad (4.2)$$

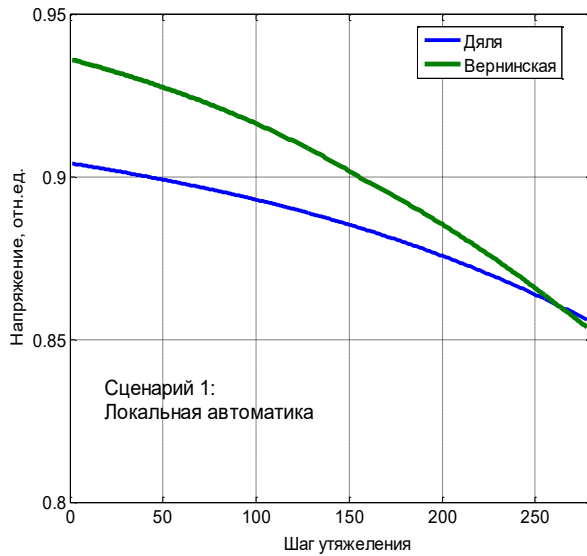
где $\overline{\Delta Q_{\text{факт}}^{\text{СКРМ}}}$ – математическое ожидание для фактических оптимальных уставок СКРМ на тестовом интервале. Если R^2 близок к единице, то модель хорошо объясняет данные (т.е. имеет высокую точность), если же R^2 близок к нулю, то прогнозы сопоставимы по качеству с константным предсказанием.

Кроме того, сочетание предложенных моделей МПА и ВЭ-СКРМ обеспечивает автоматическое выполнение задач вторичного регулирования напряжения и противоаварийного управления, что исключает человеческий фактор и гарантирует непрерывность процессов оперативного и автоматического управления.

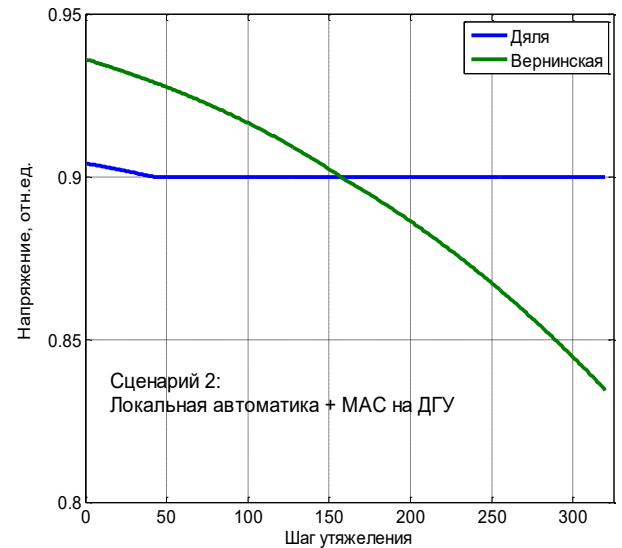
При реализации Эксперимента 2 были рассмотрены следующие сценарии:

- Сценарий 1 – работает только локальная автоматика ОП АРВ;
- Сценарий 2 – работает ОП АРВ + МПА от ДГУ (ПС 110 кВ Невский и Высочайший), выступающие как агенты.

Рисунок 4.5 показывает, что работа МПА с АГ установленных на ДГУ обеспечивает стабилизацию напряжения на всех узлах системы, за исключением ПС 110 кВ Вернинская. Именно в этом узле снижение напряжения в итоге приводит к возникновению лавины напряжения. Однако МПА позволяет значительно продлить время утяжеления режима (278 шагов утяжеления в сценарии 1 против 350 в сценарии 2), как и в случае эксперимента 1.



а) сценарий 1



б) сценарий 2

Рисунок 4.5 – Профили напряжения для двух ПС для Эксперимента 2

4.3. Экспериментальные исследования второго этапа

При исследовании эффективности ИАРН в рамках второго этапа [142] исследования схемы СБЭК (Рисунок 4.2), были рассмотрены следующие сценарии:

1. Отсутствие координирующей автоматики или ЛАПНУ: в этом случае в рассматриваемой подсистеме действуют локальные регуляторы (непрерывные и дискретные), такие как АРВ, УШР, РПН, однако их действия не координированы между собой.
2. Подсистема с реализацией МПА: в этом случае в подсистеме также присутствуют локальные регуляторы (непрерывные и дискретные), однако их действия координируются МПА.
3. С реализацией МПА и ВЭ-СКРМ для координированного управления имеющихся СКРМ в системе.

Стоит отметить что при моделировании для упрощения расчетов не учитывалось действие АОСН, несмотря на то что в некоторых случаях она является

эффективным средством борьбы с лавиной напряжения. При этом у автоматики есть и свои недостатки, описанные ранее. В отличие от АОСН, МПА отключает нагрузку только в случае реальной необходимости (например, при отсутствии резервов реактивной мощности в подсистеме). При этом совместное использование МПА и ВЭ-СКРМ позволяет устранить недостатки локальных регуляторов.

Для иллюстрации свойств предложенной модели ИАРН были рассмотрены характерные аварийные сценарии в схеме СБЭК, которые с высокой долей вероятности могут вызвать нарушение устойчивости по напряжению:

1. Базовый сценарий с последовательным стохастическим утяжелением режима путем последовательного роста нагрузки для достижения предела устойчивости по напряжению (сценарий 1);
2. Разрыв кольца между ПС 220 кВ НПС-7 и ПС 220 кВ НПС-9 в режиме максимальных нагрузок с утяжелением (сценарий 2).

Исследование поведения МПА. Графики изменения напряжений отдельных узлов схемы СБЭК [Приложение Б] при утяжелении режима для рассматриваемых сценариев представлены на Рисунках 4.6 и 4.7.

Для рассмотренных сценариев применение МПА показало лучший результат. Так, в сценарии 1 количество шагов до достижения предела по статической устойчивости $N_{\max}$ составило 35, в то время как при использовании только ОП АРВ $N_{\max} = 15$. Для более «тяжелого» сценария 2 с разрывом кольца, система быстрее достигает предела статической устойчивости (Рисунок 4.7). Даже при использовании МПА количество шагов до предела устойчивости сокращается примерно вдвое ($N_{\max} = 14$). Однако это все равно в два раза больше, чем при использовании ОП АРВ ($N_{\max} = 7$).

При использовании МПА в узлах ЭЭС автоматически ограничивается напряжение в соответствии с локальными целями АГ. Когда напряжение достигает критического уровня, эти локальные цели (поддержание напряжения в пределах допустимых значений) становятся более важными, чем глобальные

(предотвращение перегрузки системы). Перегрузка генератора возникает, когда выработка реактивной мощности становится выше максимально допустимого значения. Использование МПА позволяет снизить вероятность каскадного отключения, так как реактивная мощность распределяется более равномерно с помощью автоматики. Наличие ОП АРВ уменьшает предел статической устойчивости, так как некоторые генераторы могут перегружаться из-за недостаточно быстрого действия данной системы. Поэтому важно не увеличивать скорость реакции ОП АРВ без необходимости.

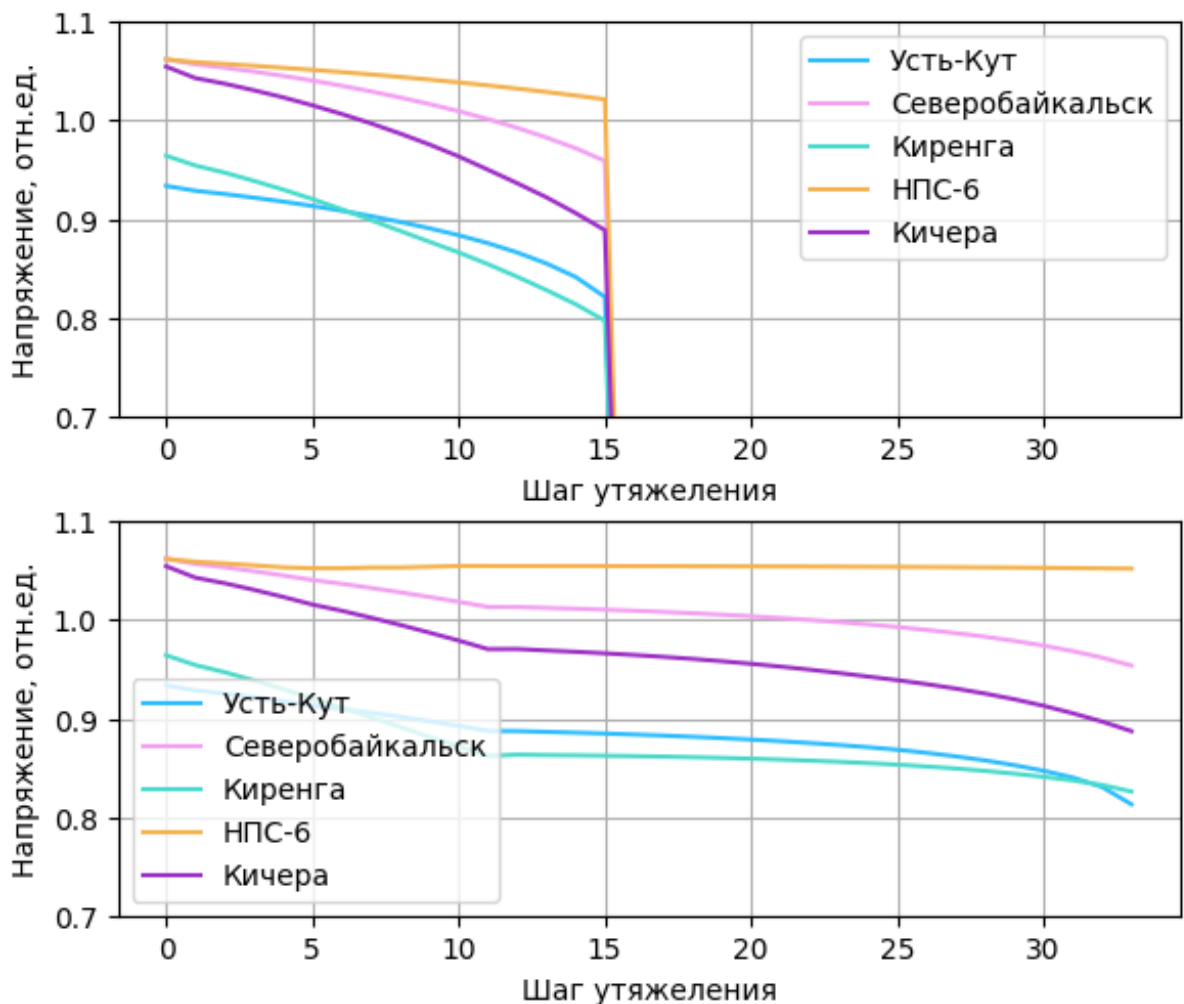


Рисунок 4.6 – Результаты квазидинамического моделирования на схеме СБЭК для сценария 1 при использовании ОП АРВ (верхний график) и МПА (нижний график)

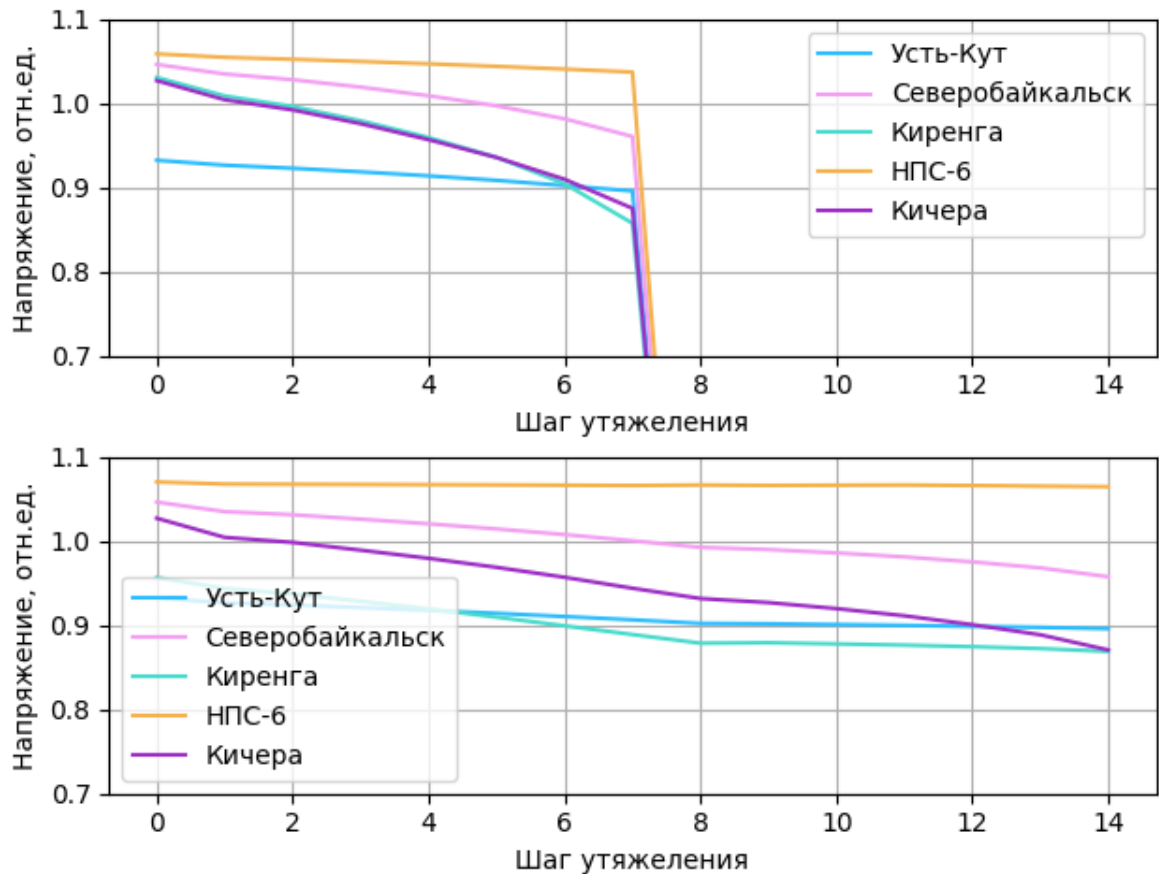


Рисунок 4.7 – Результаты квазидинамического моделирования на схеме СБЭК для сценария 2 при использовании ОП АРВ (верхний график) и МПА (нижний график)

Исследование поведения ВЭ-СКРМ совместно с МПА. При проведении исследований МПА при увеличении нагрузки не учитывалось наличие дискретных устройств реактивной мощности (БСК, УШР) в схеме СБЭК (Рисунок 4.2), которые включаются при снижении напряжения, т.к. МПА устанавливалась только на СГ. Таким образом доступный резерв реактивной мощности МПА при увеличении нагрузки был ограничен объемом мощности СГ. Поэтому на втором этапе исследований помимо МПА, в моделирование вводилась ВЭ-СКРМ для регулирования таких дискретных устройств. В данном случае ВЭ-СКРМ реализовывала скоординированное управление ШР, УШР и БСК в схеме СБЭК. Суммарный объем доступных контролируемых реактивных мощностей

представлял собой условную агрегацию виртуальной электростанции, управление которой было возложено на ВЭ-СКРМ.

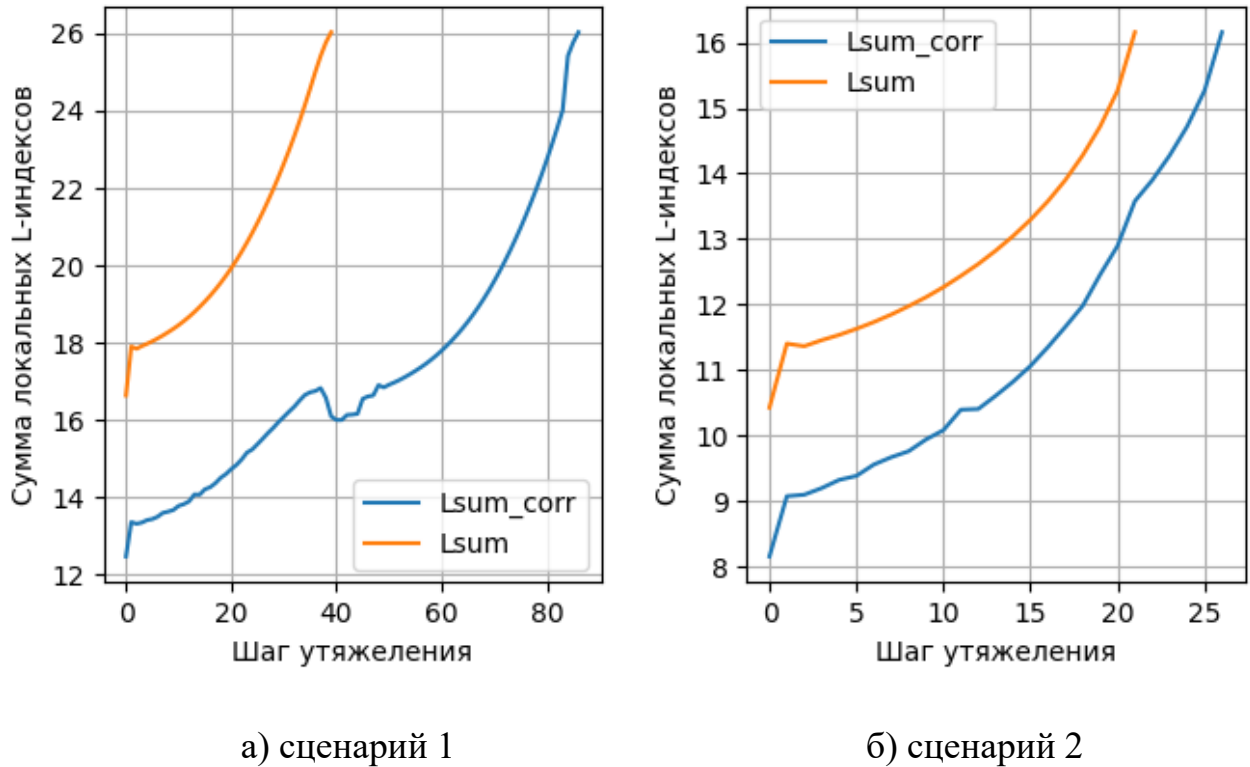


Рисунок 4.8 – Изменение суммы локальных L -индексов, L_{sum} без регулирования и с регулированием СКРМ для различных сценариев

Согласно (3.9) существует система n -уравнений относительно частных производных функции суммы локальных L -индексов, L_{sum} по $\Delta Q_i^{СКРМ}$ для корректировки доступных СКРМ, где n – это количество таких СКРМ. Наиболее информативным показателем эффективности ВЭ-СКРМ является не уровни напряжения, а изменение значений показателя L_{sum} как целевой функции оптимизации (Рисунок 4.8). Как видно из Рисунка 4.8 в обоих рассмотренных сценариях координирование дискретных СКРМ позволяет дополнительно «отсрочить» достижение предела по статической устойчивости. Если для первого сценария МПА обеспечивала количество шагов утяжеления $N_{max}=35$, то при использовании ВЭ-СКРМ оно значительно увеличивается до $N_{max}=87$ (Рисунок 4.8, а).

В сценарии «разрыва» СБЭК ВЭ-СКРМ даёт уже более скромный эффект повышения предела устойчивости по напряжению: с $N_{\max}=23$ до $N_{\max}=28$ (Рисунок 4.8, б).

Также важным аспектом исследований является анализ времени отклика модели ВЭ-СКРМ. Для этого было проведено сравнение времени, необходимого для определения оптимальных параметров регулятора УР, с использованием различных алгоритмов оптимизации, таких как рой частиц, имитация отжига и метод внутренней точки. Из результатов, представленных в Таблице 4.2, видно, что алгоритм МП, применяемый в модели ВЭ-СКРМ, показывает лучшие результаты по сравнению с другими эвристическими алгоритмами. Следует отметить, что в отличие от эвристических методов, симплекс-метод и метод внутренней точки требуют более точной математической модели задачи оптимизации. Традиционные методы оптимизации также обеспечивают гарантии нахождения глобального оптимума, если он существует, в то время как эвристические алгоритмы, такие как метод МП, могут быть более эффективными в случае наличия множества локальных оптимумов или отсутствия точной математической модели задачи.

Таблица 4.2 – Сравнение методов по скорости сходимости решения⁴

№	Метод оптимизации	Время итерации, с
1	Мотылёк и пламя	5,26
2	Метод внутренней точки	7,38
3	Симплекс-метод ⁵	8,45
4	Рой частиц	236,7
5	Имитация отжига	353,7

⁴ Сравнительные расчёты выполнялись на рабочей станции Core i9-9980XE/128 Гб/11 Гб. Для методов роя частиц, имитации отжига, внутренней точки, симплекс-метода использовались стандартные функции среды Matlab с настройками по умолчанию.

⁵ Необходимо заметить, что симплекс-метод традиционно является методом оптимизации для задач линейного программирования (линейных функций с линейными ограничениями), однако он может быть применен к некоторым классам выпуклых функций, в том числе к той используемой в работе функции (3.10)

Однако при увеличении размерности задачи (например, при увеличении доступных СКРМ), когда условие (3.15) может не выполняться, модель ВЭ-СКРМ предусматривает преобразование задачи оптимизации в задачу восстановления множественной регрессии и использование заранее обученной модели градиентного бустинга CatBoost для прогнозирования уставок СКРМ. В этом случае получается приближенное, однако очень быстрое решение задачи ПАУ. В связи с этим важно оценить тестовую ошибку прогнозирования CatBoost, то есть точность расчета уставок.

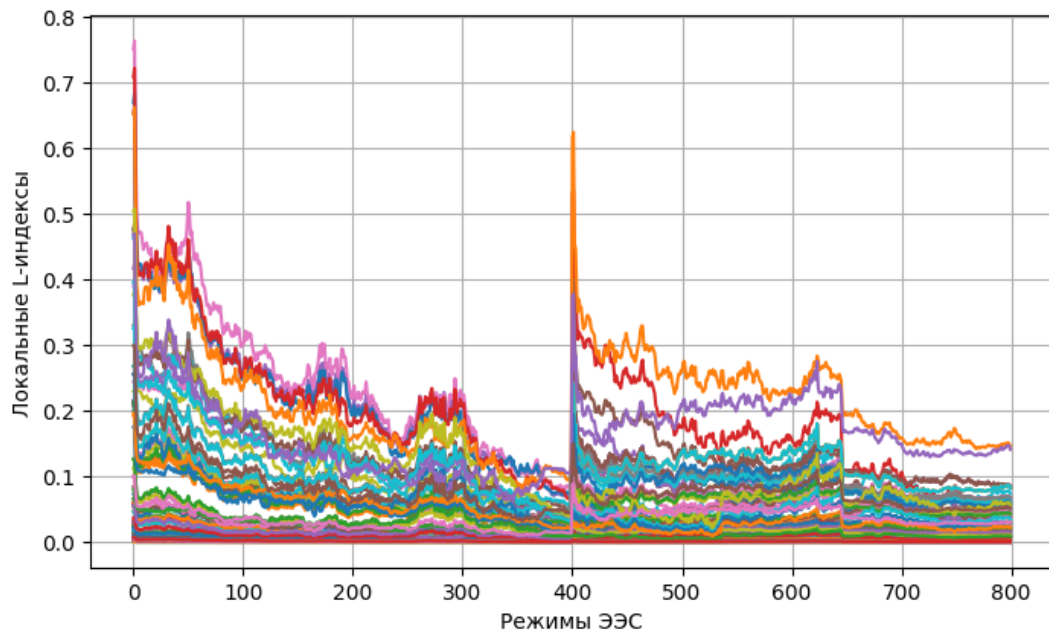


Рисунок 4.9 – Входная выборка для модели CatBoost, включающая значения локальных L -индексов всех PQ -узлов схемы СБЭК для различных 800 режимов

В данном примере модель CatBoost обучалась на наборе из 800 различных режимов схемы СБЭК, полученных в результате процедуры стохастического утяжеления схемы. Этот набор данных был разделен на обучающий (85%) и тестовый (15%) наборы. В качестве входных данных для модели использовались расчетные значения локальных L -индексов в качестве интегральной характеристики режима (см. Рисунок 4.9), а на выходе получались оптимальные

уставки доступных СКРМ, рассчитанные заранее алгоритмом МП в результате офлайн-моделирования. Рисунок 4.10 показывает, что рассчитанные уставки, которые были получены в результате стохастического утяжеления, покрывают большое количество возможных схемно-режимных ситуаций для обучения модели CatBoost.

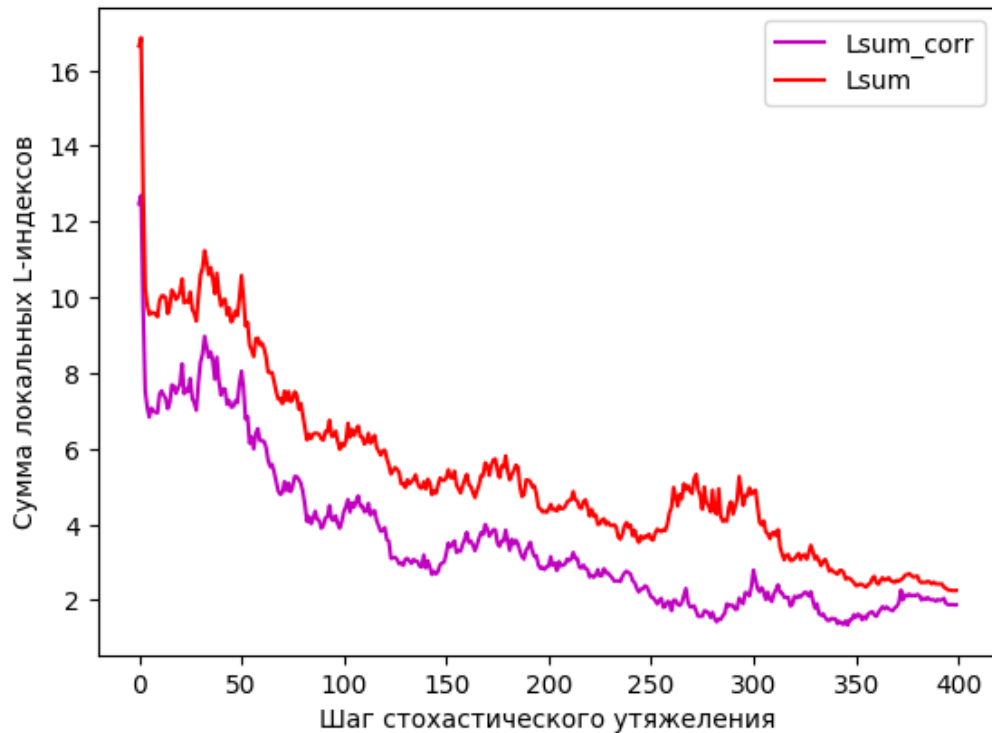


Рисунок 4.10 – Изменение суммы локальных L -индексов без регулирования (L_{sum}) и с регулированием СКРМ (L_{sum_corr}) для случайной последовательности УР

В ходе тестирования модели CatBoost для прогнозирования уставок некоторых устройств СКРМ была обнаружена очень низкая среднеквадратичная ошибка в размере всего 0.01%. Результаты тестирования представлены в Таблице 4.3 и на Рисунке 4.11. Низкая среднеквадратичная ошибка RMSE свидетельствует о том, что обученная модель хорошо попадает в пики, например, как показано для предсказания уставки УШР на ПС 500 кВ Усть-Кут для режима 77. Коэффициент детерминации R-score для всех случаев аппроксимации уставок СКРМ близок к 1

(Таблица 4.3), что подтверждает соответствие модели данным и, следовательно, ее адекватность в восстановлении множественной регрессии.

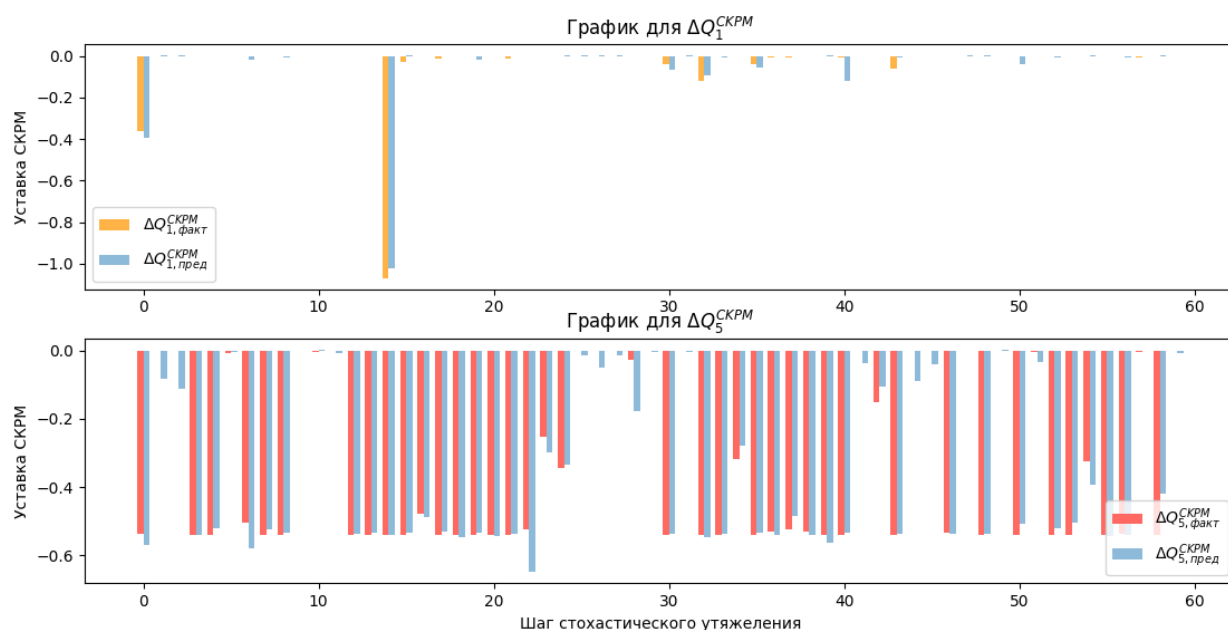


Рисунок 4.11 – Рассчитанные и предсказанные моделью CatBoost уставки СКРМ для тестовой последовательности установившихся режимов схемы СБЭК

Таблица 4.3 – Пример результатов тестирования модели CatBoost для предсказания уставок некоторых устройств СКРМ схемы СБЭК

№	Узел	Обозначение	Ошибка RMSE, %	R-score
1	УШР ПС 500 кВ Усть-Кут	$\Delta Q_1^{\text{СКРМ}}$	1,56	0,9159
2	БСК ПС 220 кВ Лена	$\Delta Q_5^{\text{СКРМ}}$	3,04	0,9670

Проведенные исследования показали, что разработанные модели ИАРН обладают высоким качеством вторичного регулирования напряжения и противоаварийного управления на примере схем северной части ЭЭС Иркутской области. Предложенная МПА четко определяет переход от задачи вторичного регулирования к задаче противоаварийного управления, что устраняет влияние человеческого фактора и обеспечивает непрерывное выполнение процессов оперативного и автоматического противоаварийного управления. Применение

координированного подхода для СКРМ на основе ВЭ позволяет повысить уровень статистической устойчивости по напряжению и обеспечить эффективное регулирование напряжения при различных возмущениях в сети. Быстрые оптимизационные алгоритмы и методы машинного обучения помогают справиться с проблемой длительного времени расчета при внедрении централизованного управления дискретными устройствами СКРМ.

4.4. Выводы по главе 4

1. Исследования ИАРН проводились в два этапа. На первом этапе объектом исследования был Бодайбинский энергорайон (33 узла), на втором (в связи с значительным изменением схемы питания БЭР и усложнением структуры внешней сети) – Северобайкальское энергокольцо (150 узлов) северной части энергосистемы Иркутской области, для которых актуальна проблема устойчивости по напряжению.

2. По результатам первого этапа исследований можно сделать выводы об эффективности работы предложенной ИАРН в схеме БЭР:

- МПА позволяет предотвратить раннее нарушение устойчивости по напряжению за счет эффективной координации резервов реактивной мощности в ЭЭС, что в ряде случаев позволит избежать отключения потребителей. Например, использование МПА в сценарии 2 схемы БЭР позволило значительно дольше утяжелять систему по сравнению со сценарием 1, когда используется только традиционная локальная автоматика ОП АРВ;

- ВЭ-СКРМ совместно с МПА (в сценарии 4) удаётся достичь дополнительного повышения устойчивости по напряжению и «отсрочить» наступления лавины напряжения ещё на несколько этапов утяжеления.

3. По результатам второго этапа исследований при изменении схемы в сторону усложнения структуры (схема СБЭК), предложенная ИАРН также показала свою эффективность:

- для рассмотренных случаев в схеме СБЭК МПА показала лучший результат, т.к. для обоих сценариев утяжеления режима при использовании МПА количество шагов утяжеления до предела по статической устойчивости как минимум в 2 раза больше, чем при моделировании ОП АРВ;

- координирование дискретных регуляторов реактивной мощности автоматикой ВЭ-СКРМ совместно с МПА позволяет дополнительно увеличить предел по статической устойчивости, в одном из сценариев более чем в 2 раза.

4. Эффективность работы ИАРН в условиях ее применения на реальной модели энергосистемы показывает высокий уровень адаптивности комплекса ПАУ.

Заключение

Диссертация посвящена вопросам обеспечения устойчивости по напряжению в ЭЭС за счет совершенствования систем ПАУ путем использования интеллектуальных средств, таких как мультиагентные системы, алгоритмы оптимизации и машинного обучения для предотвращения системных аварий.

1. Выявлено, что по мере развития ЕЭС России, развития связей и инфраструктуры и роста электропотребления, а также внедрения объектов распределенной генерации и ВИЭ задача сохранения устойчивости по напряжению становится все более актуальной.

2. Доказано, что существующие комплексы ПА имеют определенные недостатки и в ряде случаев могут быть недостаточно эффективны при выдаче управляющих воздействий для сохранения устойчивости по напряжению.

3. Обоснована необходимость совершенствования существующих систем ПАУ ЕЭС России в части обеспечения устойчивости по напряжению.

4. В качестве мероприятий по повышению устойчивости напряжения предложено дополнить существующую систему ПАУ интеллектуальными комплексами нового поколения на основе мультиагентных систем, алгоритмов машинного обучения, эвристической оптимизации.

5. На основании анализа интеллектуальных схем регулирования напряжения разработаны алгоритмы и принципы реализации новой ИАРН, реализующей сочетание подходов децентрализованного и централизованного управления:

- модель децентрализованной автоматики (МПА) реализована по принципу МАС и состоит из двух типов агентов: генерации и нагрузки. АГ вступают в работу при приближении токов статоров или роторов генераторов в контролируемой подсистеме к околокритическим значениям, предотвращая аварийное отключение СГ от перегрузки и обеспечивает

управление реактивной мощностью. АН МПА регулирует РПН трансформаторов на стороне потребителя и реализует ОН.

- централизованная автоматика реализована на принципе ВЭ, агрегирует все доступные СКРМ ЭЭС в одном виртуальном центре-решателе. В данном случае решается задача оптимизации целевой функции индикатора устойчивости по напряжению – глобального L -индекса ЭЭС, сумму значений которого необходимо минимизировать. Для ускорения решения системы уравнений (минимизации целевой функции) использованы быстрые решатели на основе популяционного эмпирического алгоритма оптимизации (алгоритм мотылька и пламени) дополненные машинным обучением (алгоритм градиентного бустинга CatBoost).

6. Эффективность предложенной модели ИАРН была проверена и подтверждена на моделях реальной энергосистемы Иркутской области с использованием разработанного оригинального ПО в средах Python и Matlab, что показывает высокий уровень адаптивности комплекса ПАУ. Во всех экспериментах автоматика позволяет предотвратить раннее нарушение устойчивости по напряжению за счет эффективной координации резервов реактивной мощности в ЭЭС, что в ряде случаев позволяет избежать раннего отключения потребителей. Применение гибридного подхода позволяет достичь дополнительного повышения устойчивости по напряжению ещё на несколько этапов утяжеления режима.

7. Выполнен анализ возможности интеграции ИАРН в ЕЭС России и предложена концепция внедрения комплекса в существующую структуру ПАУ, которая сохраняет действующие иерархические принципы и позволяет реализовать комплекс, используя действующую инфраструктуру ПА.

Список сокращений

АДВ – автоматический дозатор воздействий

АЗД – автоматическое запоминание дозировки

АГ – агент генератора

АН – агент нагрузки

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости

АРВ – автоматика регулирования возбуждения

БСК – батарея статических конденсаторов

БЭР – Бодайбинский энергорайон

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЭ – виртуальная электростанция

ДГУ – дизель-генераторная установка

ЕЭС – единая энергетическая система

ВЭ-СКРМ – интеллектуальная автоматика регулирования СКРМ на базе ВЭ

ИНС – искусственная нейронная сеть

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередачи

МАС – мультиагентная система

МО – машинное обучение

МП – алгоритм мотылька и пламени

МПА – мультиагентная противоаварийная автоматика

ОН – отключение нагрузки

ОП – ограничитель перегрузки

ПА – противоаварийная автоматика

ПАУ – противоаварийное управление

ПС – подстанция

ПАР – послеаварийный режим

РГ – распределенная генерация

РЗА – релейная защита и автоматика

РПН – регулирование под нагрузкой

СБЭК – Северобайкальское энергетическое кольцо

СГ – синхронный генератор

СКРМ – средства компенсации реактивной мощности

СМЗУ – система мониторинга запаса устойчивости

УВ – управляющее воздействие

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

УШР – управляемый шунтирующий реактор

ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики

ЭЭС – электроэнергетическая система

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

Список литературы

1. Müller, S. C. New applications for wide-area monitoring, protection and control / S. Müller, A. Kubis, S. Brato, U. Häger, C. Rehtanz, J. Götze // 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe. – 2012.
2. Lachs, W. R. Controlling grid integrity after power system emergencies // IEEE Transactions on Power Systems. – 2002. – Vol. 17. No. 2. – P. 445–450.
3. Герасимов, А. С. Исследование режимов Московской энергосистемы в процессе развития аварии в мае 2005 г. / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Л. А. Кощев, Н. Г. Шульгинов // Электричество. – 2008. № 1. – С. 2–12.
4. Makarov, Y. V. Blackout Prevention in the United States, Europe, and Russia / Y. V. Makarov, V. I. Reshetov, A. Stroeve, N. I. Voropai // Proceedings of the IEEE. 2005. Vol. 93. – P. 1942–1955.
5. Воропай, Н.И. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Воропай Н.И. и [др.]. – Новосибирск: Изд-во Наука. – 2016. – 332 с.
6. Allen, E. Blackout experiences and lessons, best practices for system dynamic performance, and the role of new technologies / E. Allen, G. Andersson, A. Berizzi, S. Boroczky // Final Report. – IEEE. – 2007.
7. Voropai, N. Development of computational intelligence-based algorithms of preventing voltage collapse in power systems with a complex multi-loop structure / N. Voropai, N. Tomin, V. Kurbatsky, D. Panasetky, D. Sidorov, A. Zhukov // IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. – 2016.
8. Воропай, Н. И. Авария в объединенной энергосистеме Сибири 27 июня 2017 г. / Н. И. Воропай, Д. Н. Ефимов, Д. В. Маяков, С. А. Клепиков, С. С. Смирнов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. тр. XX Междунар. науч. Семинара. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН. – 2018. С. 208–218.

9. Булатов, Ю.Н. Оперативное определение запасов статической устойчивости в системах электроснабжения с установками распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов, А.В. Черепанов // Вестник Иркутского государственного технического университета – 2021. – Т. 25. – №1. – С. 31–43.
10. Булатов, Ю.Н. Противоаварийное управление установками распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков // Электричество – 2019. – №2. – С 18-25.
11. Реуцкий, И. С. Исследование проблемы организации оперативно-диспетчерского управления при взаимодействии филиалов АО «СО ЕЭС» – РДУ и ЭССО // Электроэнергетика глазами молодежи – 2019: материалы X Междунар. науч.- практ. конф. Иркутск: ИРНИТУ. – 2019. – С. 231-234.
12. Реуцкий, И.С. Обоснование необходимости совершенствования систем противоаварийного управления для предотвращения нарушений устойчивости по напряжению в энергосистемах / И.С. Реуцкий, В.Г. Курбацкий // iPolytech Journal. – 2022. – Т.26 – №2. – С. 297-309.
13. Илюшин, П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2021. - № 4 (67). - С. 70-80.
14. Гайсин, Б.М. О влиянии организационно-технических мероприятий на каскадное развитие аварий в электроэнергетических системах с неоднородными параметрами / Б.М. Гайсин, И.З. Шахмаев, П.В. Илюшин, М.А. Рабинович // Электричество. - 2023. - № 5. - С. 24-37.
15. Беляев, А.Н. / Анализ развития крупных системных аварий. Учебное пособие по курсу электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах // А.Н. Беляев, Ю.П. Горюнов, А.А. Смирнов, С.В. Смоловик. – СПб.: СПбГУ. – 2005. – 57 с.
16. Смоловик, С.В. Роль «человеческого фактора» в развитии крупных системных аварий // ELECTROENERGETIKA. – 2008. – Т. 1, №1 – С. 16-19.

17. Final report on the august 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations // U.S.-Canada Power System Outage Task Force. – 2004. 238 p.
18. Venkatasubramanian, V.M. Analysis of 1996 western American electric blackouts / V.M. Venkatasubramanian, Li. Yuan. // Proc. Bulk Power System Dynamics and Control Conference. Italy. – 2004.
19. 1996 System Disturbances. Review of Selected 1996 Electric System Disturbances in North America // North American Electric Reliability Council. – US. – 2002.
20. Lu, V. Blackouts: Description, analysis and classification / V. Lu, Y. Besanger, E. Zamai // Proc. of the 6th WSEAS International Conference on Power Systems. Portugal. – 2006.
21. Power system incident 14 March 2005 report // National Electricity Market Management Company Limited. – Australia. – 2006.
22. Power failure in eastern Denmark and southern Sweden on 23 September 2003 report on the course of events // Ekrft System. – Sweden. – 2003.
23. Interim report of the investigation committee on the 28 September 2003 blackout in Italy // UCTE. – Italy. – 2003.
24. Technical summary on the Athens and southern Greece blackout of July 12, 2004 // Ministry of Development of Greece. – Athens. – 2004.
25. Technical analysis of the august 14, 2003, blackout: What happened, why, and what did we learn? // NERC Board of Trustees. – US. – 2004.
26. Chile - power blackout hits most of country // Interstate Renewable Energy Council. – Chile. – 2003.
27. Dizdarevic, N. Causes, analyses and countermeasures with respect to blackout in Croatia on January 12, 2003 / N. Dizdarevic, M. Majstrovic // Proc. of the CRIS International Workshop on Power System Blackout. – Sweden. – 2004.
28. Методические указания по определению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима [Текст] : утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 15.10.18 : введ. в действие с 15.11.18. – Москва, 2018.

29. Goolsby, J. The Evolution of the Heart Hospital of Austin: Why We Did It and What Happened // Amer Heart Hosp J. – 2003. – Vol. 1, No. 1. – Pp. 97-103.
30. Методические указания по устойчивости энергосистем [Текст] : утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 03.08.18 : ввод. в действие с 03.02.19. – Москва, 2018.
31. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики [Текст] : утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 12.07.18 : ввод. в действие с 12.08.18. – Москва, 2018.
32. ГОСТ 34045–2023. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем : Межгосударственный стандарт : дата введения 2023-06-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию. – Изд. официальное. – Москва : Российский институт стандартизации, 2023 – 42 с.
33. Фишов, А.Г. Децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях / А.Г. Фишов, Н.А. Карджаубаев // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 6. – С. 183–195.
34. СТО 59012820.27.010.002-2014. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» [Текст]. – Введ. 2014– 20–03. – М. : 2014.
35. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
36. Веников, В.А. Переходные процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1970. – 472 с.
37. Harmand, Y. Analyse d'un cas d'ecroulement en tension et proposition d'une philosophie de parades fondees sur des horizons temporels differents / Y. Harmand, M. Trotignon, J. F. Lesigne et al. // CIGRE Report. – 1990. – Vol. 38, No. 2. – Pp. 1-60.
38. Wehenkel, L. Machine learning approaches to power-system security assessment // IEEE Expert. – 1997. – Vol. 12, No. 5. – Pp. 60-72.

39. Баркан, Я.Д. Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности // М.: Энергоатомиздат. – 1984.
40. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем [Текст] : утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 13.08.18 : ввод. в действие с 13.08.18. – Москва, 2018.
41. Барканс, Е. Защита от развалов и самовосстановление энергосистем // Релейная защита и автоматизация. – 2011. - №4.
42. Riggs, C. CNI Task Force Meeting: A Summary Report // Library Hi Tech News. – 2005. – Vol. 22, No. 2. – Pp. 11-13.
43. Vournas, C.D. Local Identification of Voltage Emergency Situations / C.D. Vournas, T. Van Cutsem // IEEE Transactions on Power Systems. – 2008. – Vol. 23, No. 3. – Pp. 1239-1248.
44. Совалов, С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах / С.А. Совалов, В.А. Семенов // М.: Энергоатомиздат. – 1988. – 416 с.
45. Галанов, В.И. Автоматическое противоаварийное управление в электрических системах // СПб. : СПбГПУ., 2003
46. Вайнштейн Р.А. Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Е.А. Понамарев, В.А. Наумов, Р.В. Разумов // ООО Научно-производств. предприятие «ЭКРА». – Чебоксары: Изд-во «Издательская фирма». – 2014. – 177 с.
47. Семенов, В.А. Противоаварийная автоматика в ЕЭС России // М.: НТФ «Энергопрогресс». – 2004. – 104 с.
48. Negnevitsky, M. Preventing Large-Scale Emergencies in Modern Power Systems: AI Approach / M. Negnevitsky, N. Tomin, C. Rehtanz // Journal of Advanced Computational Intelligence and Intelligent Informatics. — 2014. — May. — Vol. 18, no. 5. — P. 714—727.
49. Панасецкий, Д.А. Интеллектуальное противоаварийное управление режимами энергосистем / Д.А. Панасецкий, Н.В. Томин, В.Г. Курбацкий и др. // Тр. XII

Всерос. Совещания по проблемам управления, 16-19 июня. – М., ИПУ РАН, 2014. – С. 4770 – 4782.

50. Негневицкий, М. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Д.А. Панасецкий, Н.В. Томин и др. // Электричество. – 2014. - №8. – С. 1-8.

51. Antoniadou–Plytaria, K. E. Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research / K. E. Antoniadou–Plytaria, I. N. Kouveliotis–Lysikatos, P. S. Georgilakis, N. D. Hatziargyriou // IEEE Trans. – 2017. – Pp. 2999-3008.

52. Kekatos, V. Voltage regulation algorithms for multiphase power distribution grids / V. Kekatos, L. Zhang, G. B. Giannakis, and R. Baldick // IEEE Trans. – vol. 31, no. 5. – Pp. 3913–3923.

53. Ghosh, S. Distribution voltage regulation through active power curtailment with PV inverters and solar generation forecasts / S. Ghosh, S. Rahman, and M. Pipattanasomporn // IEEE. – 2016. – Vol. 8, no. 1. – Pp. 13–22.

54. Zhu, H. Fast local voltage control under limited reactive power: Optimality and stability analysis / H. Zhu, H. J. Liu // IEEE. – 2014. – Vol. 31, no. 5. – Pp. 3794–3803.

55. Kulmala, A. Coordinated voltage control in distribution networks including several distributed energy resources / A. Kulmala, S. Repo, P. Järventausta // IEEE Trans. – 2014. – Vol. 5, no. 4. – Pp. 2010–2020.

56. Kim, Y. J. Coordinated control of a DG and voltage control devices using a dynamic programming algorithm / Y. J. Kim, S. J. Ahn, P. I. Hwang, G. C. Pyo, S. I. Moon // IEEE. – 2013. – Vol. 28, no. 1. – Pp. 42–51.

57. Zhang, B. An optimal and distributed method for voltage regulation in power distribution systems / B. Zhang, A. Y. S. Lam, A. D. Domínguez-García, D. Tse // IEEE Trans. – 2015. – Vol. 30, no. 4. – Pp. 1714-1726.

58. Bolognani, S. Distributed reactive power feedback control for voltage regulation and loss minimization / S. Bolognani, R. Carli, G. Cavraro, S. Zampieri // IEEE Trans. – 2015. – Vol. 60, no. 4. – Pp. 966–981.

59. Yu, L. Optimal distributed voltage regulation for secondary networks with DGs / L. Yu, D. Czarkowski, and F. de León // IEEE Trans. – 2012. Vol. 3, no. 2. – Pp. 959–967.
60. Abessi, A. Centralized support distributed voltage control by using end-users as reactive power support / A. Abessi, V. Vahidinasab, and M. S. Ghazizadeh // IEEE Trans. – 2016. – Vol. 7, no. 1, Pp. 178–188.
61. Alam, M. J. E. A multi-mode control strategy for VAR support by solar PV inverters in distribution networks / M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, // IEEE Trans. Power Systems. – 2015. – Vol. 30, no. 3. – Pp. 1316-1326
62. Georgeff, M. Reactive Reasoning and Planning: an Experiment with a Mobile Robot / M. Georgeff, A. Lansky // Proc. of the 7th National Conference on Artificial Intelligence. – Seattle (USA): 1987. - Pp. 677-682.
63. Paul, J. P. Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations / J. P. Paul, J. Y. Leost, J. M. Tesson // IEEE Power Engineering Review. – 1987. – Vol. PER-7, No. 5. – Pp. 55-56.
64. Текущая версия спецификация стандартов FIPA (The Foundation for Intelligent, Physical Agents) [Электронный ресурс]. – Switzerland. – 1996.
65. Georgeff, M. A Theory of Action for Multi Agent Planning // Proc. Of the 4th National Conference on Artificial Intelligence. Austin, USA. – 1984. – Pp. 121-125.
66. Corsi, S. The secondary voltage regulation in Italy // Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE. – 2000. Vol. 1. – Pp. 296-304.
67. Lefebvre, H. Secondary coordinated voltage control system: feedback of EDF / H. Lefebvre, D. Fragnier, J. Y. Boussion et al. // Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE. – Vol. 1. – 2000. – Pp. 290-295.
68. Piret, J. P. The study of a centralized voltage control method applicable to the Belgian system / Piret J. P., Antoine J. P., Alii M. Subbe // CIGRE, Paris, France. – 1992. – Pp. 39-201.
69. Van Hecke, J. Coordinated voltage control experience in Belgium / J. Van Hecke, N. Janssens, J. Deude, F. Promel // CIGRE, Paris, France. – 2000. – Pp. 38-111.

70. Sancha, J. L. Secondary voltage control: analysis, solutions and simulation results for the Spanish transmission system / J. L. Sancha, J. L. Fernandez, A. Cortes, J. T. Abarca // Power Industry Computer Application Conf. – IEEE. – 1995. – May. – Pp. 27-32.
71. Corsi, S. Closure of "The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission grid - part I: reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system// IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Feb. – Vol. 21, No. 1. – Pp. 445-446.
72. Corsi, S. The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission Grid-part II: control apparatuses and field performance of the consolidated hierarchical system / S. Corsi, M. Pozzi, M. Sforza, G. Dell'Olio // IEEE Transactions on Power Systems. – 2004. – Nov. – Vol. 19, No. 4. – Pp. 1733-1741.
73. Taylor, C. W. Discussion of "The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission grid - part I: reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system// IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Vol. 21, No. 1. – Pp. 444-449.
74. Hongbin, S. An adaptive zone division based automatic voltage control system with applications in China / S. Hongbin, G. Qinglai, Z. Boming et al. // IEEE Power Energy Society General Meeting. – 2013. – Pp. 1-12.
75. Taylor, C.W. Concepts of undervoltage load shedding for voltage stability // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1992. – Apr. – Vol. 7, No. 2. – Pp. 480–488.
76. Nguyen, D. H. Probabilistic risk-based security assessment for power systems with wind power generation / D. H. Nguyen, M. Negnevitsky // IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2013.
77. Lof, P.A. Voltage stability indices for stressed power systems / P.A. Lof, G. Andersson, D. J. Hill // IEEE Transactions on Power Systems. – 1993. – Vol. 8, No. 1. – Pp. 326-335.
78. Goh, H. Comparative study of different Kalman filter implementations in power system stability // American Journal of Applied Sciences. – 2014. – Vol. 11, No. 8.
79. Karbalaei, F. A comparison of voltage collapse proximity indicators / F. Karbalaei, H. Soleymani, S. Afsharnia // IPEC, 2010 Conf. Proc. IEEE. – 2010. – Pp. 429-432.

80. Danish, M. S. S. Voltage Stability in Electric Power System: A Practical Introduction. – Logos Verlag Berlin GmbH. – 2015.
81. Chiang, H.D. Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems / H.D. Chiang, R. Jean-Jumeau // IEEE Transactions on Power Systems. – 1995. – Vol. 10, No. 2. – Pp. 584-592.
82. Berizzi, A. First and second order methods for voltage collapse assessment and security enhancement / A. Berizzi, P. Finazzi, D. Dosi et al. // IEEE Transactions on Power Systems. – 1998. – Vol. 13, No. 2. – Pp. 543-551.
83. De Souza, A.C.Z. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors / A.C.Z. De Souza, C.A. Canizares, V.H. Quintana // IEEE Transactions on Power Systems. – 1997. – Vol. 12, No. 3. – Pp. 1380-1387.
84. Hecke, J. V. Indices predicting voltage collapse including dynamic phenomena / J. V. Hecke, N. Hatziaargyriou, T. Van Cutsem // CIGRE publication. – 1994.
85. Haque, M.H. Use of Local Information to Determine the Distance to Voltage Collapse // International Journal of Emerging Electric Power Systems. – 2008. – Vol. 9, No. 2.
86. Balamourougan, V. Technique for online prediction of voltage collapse / V. Balamourougan, T.S. Sidhu, M.S. Sachdev // IEEE Proc. - Generation, Transmission and Distribution. – 2004. – Vol. 151, No. 4. – 453 P.
87. Musirin, I. On-line voltage stability based contingency ranking using fast voltage stability index (FVSI) / I. Musirin, T.K.A. Rahman // IEEE Transmission and Distribution Conf. and Exhibition. – IEEE. – 2005.
88. Kessel, P. Estimating the Voltage Stability of a Power System / P. Kessel, H. Glavitsch // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1986. – Vol. 1, No. 3. – Pp. 346-354.
89. Kundur, P. Power System Stability // Power System Stability and Control, Third Edition. - Informa UK Limited. – 2012. – Pp. 1-12.
90. Yu Wang, Decentralized-Distributed Hybrid Voltage Regulation of Power Distribution Networks Based on Power Inverters / Yu Wang, Yan Xu1, Yi Tang, Mazheruddin H. Syed, Efren Guillo-Sansano, Graeme M. Burt // IET Generation, Transmission and Distribution, 13(3). – 2018. – Pp. 444-451.

91. ENTSO-E. Network Code on Operational Security. [Электронный ресурс]. – 2016.
92. Bistline, J.E. Turn down for what? The economic value of operational flexibility in electricity markets // IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Vol. 34, No. 1. – Pp. 527 – 534.
93. Xinyu, C. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: Modeling and implication / C. Xinyu, K. Chongqing, M. O'Maley, X. Quing // IEEE Transactions on Power Systems. – 2015. – Vol. 30, No. 4, Pp. 1838-1847.
94. Koeppel, G. The influence combined power, gas and thermal networks on the reliability of supply / G. Koeppel, G. Andersson // 6th World Energy System Conference. – Italy. – 2006. – 7 p.
95. Voropai, N.I. Intelligent control and protection in the Russian electric power system / N.I. Voropai, D.N. Efimov, I.N. Kolosok, e.a. // Application of Smart Grid Technologies. London. – 2018. Pp. 61 – 140.
96. Lund, P. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity / P. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, J. Salpakari // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2015. – Vol. 45 – Pp. 785 – 807.
97. Воропай, Н.И. Разработка инновационных технологий и средств для оценки и повышения гибкости будущих энергосистем / Н.И. Воропай, К. Ретанц, У. Хэгер, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин, И.Н. Колосок, Д.А. Панасецкий. // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – №1(64). – С. 52-63.
98. Sotkiewicz, P.M. Nodal pricing for distribution networks: efficient pricing for efficiency enhancing DG / P.M. Sotkiewicz, J.M. Vignolo // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006, Vol. 21, No. 2. – Pp. 301 – 311.
99. Gils, H.C. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe // Energy. – 2014. – Vol. 67. – Pp. 1-18.
100. Spieker, C. Transmission system congestion analysis based on a European electricity market and network simulation framework / C. Spieker, J. Schwippe, D. Klein, C. Rehtanz // Power System Computation Conference (PSCC). Poland. – 2015.

101. Манов, Н.А. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем / Н.А. Манов, М.В. Хохлов, Ю.Я. Чукреев и др. // Сыктывкар. – 2010.
102. Diao, R. Decision Tree-Based Online Voltage Security Assessment Using PMU Measurements // IEEE Trans. on Power Systems. – 2009. – Vol. 24. No.2. – Pp.832-839.
103. Воропай, Н.И. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Н.И. Воропай, М.Негневичский, Н.В. Томин и др. // Электричество. №.8. – 2014. – С. 1-7.
104. Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин // М. : Энергоатомиздат, 1990. – 391 с.
105. Хассан, Т.М.А. Развитие методов оптимизации размещения компенсирующих устройств и возобновляемой распределенной генерации в радиальных электрических сетях: дисс. ...канд.тех. наук : 05.14.02 – Иркутск, 2018, – 173 с.
106. Gong, X. Research on the Method of Calculating Node Injected Reactive Power Based on L-Indicator / X. Gong, B. Zhang, B.Kong et al. // Journal of Power and Energy Engineering. — 2014. — Vol. 02, no. 04. — P. 361–367.
107. Рогалев, Н.Д. Активный энергетический комплекс: повышенные требования обеспечения надежности / Н.Д. Рогалев, В.В. Молодюк, Я.Ш. Исамухамедов. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. тр. 69 Междунар. науч. семинара. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН. – 2017. – С. 9-17.
108. Sanduleac, M. The unbundled smart meter concept in a synchro-SCADA framework / M. Sanduleac, L. Pons, G. Fiorentino, R. Pop, M. Albu // 2016 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings. – 2016.–Pp.1-5.

109. Современные алгоритмы поисковой оптимизации. Алгоритмы, вдохновленные природой / А. П. Карпенко. — Москва: Издательство МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2014. — 446 с.
110. Dorogush, A. "CatBoost: gradient boosting with categorical features support" / A. Dorogush, V. Ershov, A. Gulin // Workshop on ML Systems at NIPS. — 2017.
111. Milano, F. An open source power system analysis toolbox // 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. — IEEE. — 2006.
112. Zhukov, A. On-line power systems security assessment using data stream random forest algorithm modification / A. Zhukov, N. Tomin, D. Sidorov, V. Kurbatsky, D. Panasetsky // Innovative Computing, Optimization and Its Applications, 2018. — Vol. 741. — Pp. 183-200.
113. Gils, H.C. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe // Energy, 2014. — Vol. 67. — Pp. 1-18.
114. Панасецкий, Д.А. Совершенствование структуры и алгоритмов противоаварийного управления ЭЭС для предотвращения лавины напряжения и каскадного отключения: дисс. ...канд.тех. наук : 05.14.02 / Панасецкий Даниил Александрович. — Иркутск, 2014, — 224 с.
115. Архипов, И.Л. Мультиагентная система управления напряжением и реактивной мощностью / И.Л. Архипов, А.М. Иванов, Д.В. Холкин и др. // Тр. 22-й конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем». Москва. — 2014. — С. 243-252.
116. Belkacemi, R. Experimental Implementation of MultiAgent System Algorithm to Prevent Cascading Failure after N-1-1 Contingency in Smart Grid Systems / R. Belkacemi, S. Babalola, A. Zarrabian // IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO. — 2015. — P. 1-5.
117. Волошин, А.А. Интеллектуальная система электроснабжения на базе персональных энергоблоков / А.А. Волошин, Е.А. Волошин, Е.И. Рогозинников // Электроэнергия. Передача и распределение. — 2017. — № 1(40). — С. 38-42.

118. Жуков, А.В. Методы классификации и восстановления регрессии на основе композиций решающих деревьев с приложением к задаче оценки режимной надежности: дисс. ...канд.тех. наук : 05.13.18 / Алексей Витальевич Жуков. — Иркутск, 2021. — 131 с.
119. Zhukov, A. A hybrid artificial neural network for voltage security evaluation in a power system // Energy (IYCE), 2015 5th International Youth Conference on. — IEEE. 2015. — P. 1-8.
120. Yaxing, Z. Network Security Situation Prediction Based on BP and RBF Neural Network // Trustworthy Computing and Services. — Springer Science Business Media, 2013. — P. 659-665.
121. He, M. Robust online dynamic security assessment using adaptive ensemble decision-tree learning / M. He, J. Zhang, V. Vittal // Power Systems, IEEE Transactions on. — 2013. — Vol. 28, no. 4. — P. 4089-4098.
122. Diao, R. Decision tree-based online voltage security assessment using PMU measurements // Power Systems, IEEE Transactions on. — 2009. — Vol. 24, no. 2. — P. 832-839.
123. Khoshkhoo, H. On-line dynamic voltage instability prediction based on decision tree supported by a wide-area measurement system / H. Khoshkhoo, S. Shahrtash // IET Generation, Transmission & Distribution. — 2012. — Nov. — Vol. 6, no. 11. — P. 1143-1152.
124. Kamwa, I. Catastrophe Predictors From Ensemble Decision-Tree Learning of Wide-Area Severity Indices / I. Kamwa, S. R. Samantaray, G. Joos // IEEE Transactions on Smart Grid. — 2010. — Sept. — Vol. 1, no. 2. — P. 144-158.
125. Kalyani, S. A Unified Approach for Security Assessment of Power Systems Using Pattern Classifiers // Indian Institute of Technology Madras. — 2010.
126. Jothinathan, K. Transient security assessment in power systems using deep neural network / International Journal of Applied Engineering Research // K. Jothinathan, S. Ganapathy Vol. 10, No. 15. — 2012. — Pp. 787-790.

127. Huang, Q. Adaptive Power System Emergency Control Using Deep Reinforcement Learning / Q. Huang, R. Huang, W. Hao, J. Tan, R. Fan and Z. Huang, // IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 2. — 2020. — Pp. — 1171-1182.
128. Домышев, А.В. Комплекс автоматического иерархического управления напряжением и реактивной мощностью в ЭЭС / А.В. Домышев, А.Б. Осак // Релейная защита и автоматика энергосистем – 2021: материалы междунар. науч.-практ. конф. Москва, 2021. – С. 88-99.
129. Tomin, N. Random Forest Based Model for Preventing Large-Scale Emergencies in Power Systems / N. Tomin, A. Zhukov, D. Sidorov, V. Kurbatsky, D. Panasetsky, V. Spiryaev // International Journal of Artificial Intelligence. — 2015. — Vol. 13, No. 1. — Pp. 211-228
130. Saeh, I. Decision tree for static security assessment classification / I. Saeh, A. Khairuddin // Future Computer and Communication, 2009. ICFCC 2009. International Conf. on. — IEEE. 2009. — P. 681—684.
131. Breiman, “Random Forests”, Machine Learning, 45(1), 5-32, 2001.
132. Friedman, J.H. Greedy function approximation: A gradient boosting machine. Annals of Statistics, 29. — 2001. — Pp. 1189-1232.
133. Kaci, A. Synchrophasor data baselining and mining for online monitoring of dynamic security limits // IEEE transactions on power systems. – 2014. – Vol. 29. – No. 6. – pp. 2681-2695;
134. Liu, C. Dynamic Security Assessment of Western Danish Power System Based on Ensemble Decision Trees // IET Conference Proceedings – 2014. – p. 1278-1280
135. Boutahir, M. An Effective Ensemble Learning Model to Predict Smart Grid Stability Using Genetic Algorithms / M. Boutahir, H. Abdelaaziz, Y. Farhaoui, F. Mourade // In book: Advanced Technology for Smart Environment and EnergyChapter: 11. – 2023.
136. Babaali, A.H. Weighted ensemble learning for real-time short-term voltage stability assessment with phasor measurements data / A.H. Babaali, M.T. Ameli // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2023.

137. Pudjianto, D., et al. Integration of distributed reactive power sources through Virtual Power Plant to provide voltage control to transmission network // In Proc. of CIRED 2019 Conference. – Madrid. – 2019.
138. Baran, Mesut E. and Ismail Mohamed Shaker El-Markabi. A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders // IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. - Vol. 22. – P. 52-59.
139. Реуцкий, И. С. Исследование режимной надежности «узких» мест энергосистемы Иркутской области на примере Бодайбинского энергорайона / И. С. Реуцкий, В. Г. Курбацкий, Н. В. Томин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. тр. 68 Междунар. науч. семинара. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН. – 2017. – С. 413-420.
140. Tomin, N. V. Hybrid intelligent technique for voltage/VAR control in power systems / N. V. Tomin, V. G. Kurbatsky, I. S. Reutsky // The Institution of Engineering and Technology. – 2019. – Vol. 13. – P. 4724-4732.
141. Реуцкий, И. С. Предотвращение неустойчивости по напряжению с использованием моделей искусственного интеллекта / И. С. Реуцкий, В. Г. Курбацкий, Н. В. Томин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. тр. 69 Междунар. науч. семинара. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН. – 2018. – С. 364-173.
142. Реуцкий, И.С. Повышение устойчивости по напряжению сложных энергосистем с использованием моделей адаптивной интеллектуальной автоматики: на примере северной части энергосистемы Иркутской области / И.С. Реуцкий, Н.В. Томин, В.Г. Курбацкий // Электроэнергия. Передача и распределение. – №2. – 2023. – С. 46-57.

Приложение А. Исходные данные в формате PSAT. Схема СБЭК

```

Bus.con = [ ...
  1  510.00  0.98040  0.00000  0  0;
  2  230.00  1.03120  0.01850  0  0;
  3   16.00  0.98690  0.06632  0  0;
  4   16.00  0.98690  0.07261  0  0;
  5   16.00  0.98750  0.06720  0  0;
  6   16.00  0.98750  0.06580  0  0;
  7   16.00  0.98750  0.07278  0  0;
  8   16.00  0.98750  0.07208  0  0;
  9  505.00  1.05050 -0.09058  0  0;
 10  505.00  1.05050 -0.09058  0  0;
 11  505.00  1.05050 -0.09058  0  0;
 12  240.00  1.05600 -0.14259  0  0;
 13  240.00  1.05600 -0.14259  0  0;
 14  240.00  1.05600 -0.14259  0  0;
 15  230.00  1.03750 -0.07802  0  0;
 16  230.00  1.04710 -0.12549  0  0;
 17  120.00  1.01610 -0.16493  0  0;
 18  115.00  1.04970 -0.17488  0  0;
 19  115.00  1.04860 -0.18117  0  0;
 20  115.00  1.06390 -0.18274  0  0;
 21  115.00  1.10060 -0.17837  0  0;
 22  230.00  1.09960 -0.14800  0  0;
 23  120.00  1.06940 -0.17610  0  0;
 24  120.00  1.06940 -0.17610  0  0;
 25  120.00  1.06940 -0.17610  0  0;
 26  230.00  1.10190 -0.14504  0  0;
 27  230.00  1.10150 -0.16930  0  0;
 28  230.00  1.10320 -0.18483  0  0;
 29  230.00  1.10530 -0.21677  0  0;
 30  115.00  1.10910 -0.22672  0  0;
 31   35.00  1.25110 -0.24504  0  0;
 32   35.00  1.27260 -0.24033  0  0;
 33   38.00  1.15260 -0.24504  0  0;
 34   38.00  1.17210 -0.24033  0  0;
 35   11.00  1.08640 -0.24417  0  0;
 36   11.00  1.10550 -0.23946  0  0;
 37   11.00  1.08640 -0.24417  0  0;
 38   11.00  1.10550 -0.23946  0  0;
 39  220.00  1.17160 -0.22672  0  0;
 40  220.00  1.17060 -0.22707  0  0;
 41  230.00  1.09660 -0.25063  0  0;
 42  230.00  1.10020 -0.23440  0  0;
 43  230.00  1.09470 -0.25866  0  0;
 44  230.00  1.09190 -0.26704  0  0;
 45  230.00  1.09190 -0.26704  0  0;
 46  230.00  1.09190 -0.26704  0  0;
 47  230.00  1.06030 -0.28309  0  0;
 48  230.00  1.06020 -0.28309  0  0;
 49   35.00  1.17060 -0.28292  0  0;
 50   11.00  1.04450 -0.29095  0  0;
 51   11.00  1.04450 -0.29095  0  0;
 52   11.00  1.04450 -0.29095  0  0;
 53   11.00  1.04450 -0.29095  0  0;
 54   11.00  1.04450 -0.29095  0  0;
 55  230.00  1.07760 -0.27803  0  0;
 56  230.00  1.05150 -0.28013  0  0;
 57  230.00  1.05160 -0.28013  0  0;

```

58	28.00	1.03640	-0.28013	0	0;
59	11.00	1.01730	-0.28100	0	0;
60	11.00	1.01730	-0.28082	0	0;
61	11.00	1.01730	-0.28100	0	0;
62	11.00	1.01730	-0.28082	0	0;
63	11.00	1.01730	-0.28082	0	0;
64	230.00	1.06650	-0.28728	0	0;
65	230.00	1.04540	-0.28955	0	0;
66	230.00	1.04530	-0.28955	0	0;
67	28.00	1.03040	-0.28938	0	0;
68	11.00	1.03360	-0.28938	0	0;
69	11.00	1.03360	-0.28938	0	0;
70	11.00	1.03360	-0.28938	0	0;
71	11.00	1.03360	-0.28938	0	0;
72	11.00	1.03360	-0.28938	0	0;
73	230.00	1.05520	-0.29740	0	0;
74	230.00	1.02350	-0.30823	0	0;
75	230.00	1.02350	-0.30823	0	0;
76	28.00	1.00890	-0.30788	0	0;
77	11.00	1.01000	-0.30980	0	0;
78	11.00	1.00910	-0.30980	0	0;
79	11.00	1.00910	-0.30980	0	0;
80	11.00	1.01000	-0.30980	0	0;
81	11.00	1.01000	-0.30980	0	0;
82	230.00	1.03330	-0.31154	0	0;
83	230.00	1.04120	-0.30700	0	0;
84	230.00	1.02500	-0.31433	0	0;
85	230.00	1.03190	-0.31189	0	0;
86	230.00	1.00000	-0.32219	0	0;
87	115.00	0.95340	-0.33999	0	0;
88	35.00	0.88140	-0.33790	0	0;
89	230.00	0.93630	-0.34226	0	0;
90	230.00	0.93600	-0.34191	0	0;
91	230.00	1.00000	-0.32219	0	0;
92	35.00	0.88140	-0.33790	0	0;
93	35.00	0.88140	-0.33790	0	0;
94	38.00	0.81180	-0.33790	0	0;
95	38.00	0.81180	-0.33790	0	0;
96	38.00	0.81180	-0.33790	0	0;
97	230.00	1.06630	-0.35849	0	0;
98	230.00	1.03970	-0.35448	0	0;
99	230.00	1.03950	-0.35465	0	0;
100	115.00	1.09700	-0.35500	0	0;
101	11.00	0.98450	-0.35535	0	0;
102	11.00	0.98450	-0.35535	0	0;
103	11.00	0.98450	-0.35535	0	0;
104	11.00	0.98450	-0.35535	0	0;
105	11.00	0.98450	-0.35535	0	0;
106	120.00	1.05090	-0.35448	0	0;
107	11.00	0.95450	-0.30473	0	0;
108	11.00	0.95450	-0.30351	0	0;
109	11.00	0.95450	-0.30613	0	0;
110	11.00	0.95450	-0.30334	0	0;
111	115.00	1.09000	-0.35919	0	0;
112	115.00	1.09250	-0.37821	0	0;
113	115.00	1.14540	-0.44314	0	0;
114	115.00	1.14190	-0.44942	0	0;
115	115.00	1.14310	-0.45204	0	0;
116	115.00	1.15120	-0.46147	0	0;
117	115.00	1.16470	-0.47787	0	0;
118	115.00	1.17340	-0.48922	0	0;
148	115.00	1.17340	-0.48922	0	0;
119	115.00	1.12260	-0.45553	0	0;

```

120 115.00 1.14570 -0.44262 0 0;
121 115.00 1.14060 -0.44593 0 0;
122 115.00 1.14570 -0.44262 0 0;
123 115.00 1.14570 -0.44262 0 0;
124 115.00 1.14570 -0.44262 0 0;
125 115.00 1.14570 -0.44262 0 0;
126 115.00 1.14570 -0.44262 0 0;
127 230.00 1.09550 -0.37699 0 0;
128 230.00 1.06130 -0.32219 0 0;
129 230.00 1.06130 -0.32219 0 0;
130 230.00 1.06130 -0.32219 0 0;
131 230.00 1.07680 -0.28135 0 0;
132 230.00 1.07680 -0.28135 0 0;
133 230.00 1.07680 -0.28135 0 0;
134 230.00 1.08500 -0.26005 0 0;
135 230.00 1.09600 -0.21817 0 0;
136 230.00 1.10330 -0.16982 0 0;
137 230.00 1.03590 -0.02042 0 0;
138 230.00 1.04710 -0.12566 0 0;
139 115.00 1.09700 -0.35500 0 0;
140 115.00 0.99850 -0.34715 0 0;
141 115.00 1.08250 -0.35413 0 0;
142 115.00 1.08630 -0.38903 0 0;
143 115.00 1.08330 -0.39305 0 0;
144 115.00 1.12740 -0.40282 0 0;
145 11.00 1.07730 -0.40666 0 0;
146 230.00 1.11980 -0.40649 0 0;
147 230.00 1.12000 -0.40666 0 0;
149 500.00 1.08410 -0.14940 0 0;
150 11.00 1.03550 -0.14940 0 0;
];

```

```

SW.con = [ ...
1 100.0 510.00 0.98040 0.00000 1000.00000 0.00000 1.1 0.9 1.07600 1 1 1;
];

```

```

PV.con = [ ...
5 100.0 16.00 2.05400 0.98750 1.58000 -0.56000 1.1 0.9 1 1;
6 100.0 16.00 0.31300 0.98750 1.58000 -0.56000 1.1 0.9 1 1;
7 100.0 16.00 2.37500 0.98750 1.58000 -0.56000 1.1 0.9 1 1;
8 100.0 16.00 0.30000 0.98750 1.56000 -0.56000 1.1 0.9 1 1;
11 100.0 505.00 0.00000 1.05050 0.00000 -1.80000 1.1 0.9 1 1;
91 100.0 230.00 0.00000 1.00000 0.00000 -1.00000 1.1 0.9 1 1;
92 100.0 35.00 0.00000 0.88140 0.00000 -0.10000 1.1 0.9 1 1;
93 100.0 35.00 0.00000 0.88140 0.00000 -0.10000 1.1 0.9 1 1;
107 100.0 11.00 0.15000 0.95450 0.18000 -0.10000 1.1 0.9 1 1;
108 100.0 11.00 0.15000 0.95450 0.18000 -0.10000 1.1 0.9 1 1;
109 100.0 11.00 0.15000 0.95450 0.18000 -0.10000 1.1 0.9 1 1;
110 100.0 11.00 0.15000 0.95450 0.18000 -0.10000 1.1 0.9 1 1;
123 100.0 115.00 0.00000 1.14570 0.00000 -0.20000 1.1 0.9 1 1;
129 100.0 230.00 0.00000 1.06130 0.01000 -0.63000 1.1 0.9 1 1;
130 100.0 230.00 0.00000 1.06130 0.01000 -0.63000 1.1 0.9 1 1;
132 100.0 230.00 0.00000 1.07680 0.00000 -0.25000 1.1 0.9 1 1;
133 100.0 230.00 0.00000 1.07680 0.00000 -0.25000 1.1 0.9 1 1;
];

```

```

PQ.con = [ ...
2 100.0 230.00 0.50500 0.86200 1.1 0.9 1 1;
10 100.0 505.00 0.00000 0.00000 1.1 0.9 1 1;
%10 100.0 505.00 0.00000 -1.80000 1.1 0.9 1 1;
13 100.0 240.00 0.00000 -0.52000 1.1 0.9 1 1;
14 100.0 240.00 0.00000 -0.52000 1.1 0.9 1 1;
15 100.0 230.00 0.40000 0.09000 1.1 0.9 1 1;

```

```

16 100.0 230.00 0.11800 0.37500 1.1 0.9 1 1;
17 100.0 120.00 0.88000 0.40000 1.1 0.9 1 1;
18 100.0 115.00 0.12100 0.10100 1.1 0.9 1 1;
19 100.0 115.00 0.10200 0.10100 1.1 0.9 1 1;
20 100.0 115.00 0.09500 0.11100 1.1 0.9 1 1;
21 100.0 115.00 0.10200 0.13200 1.1 0.9 1 1;
23 100.0 120.00 0.50800 0.05000 1.1 0.9 1 1;
24 100.0 120.00 0.00000 0.00000 1.1 0.9 1 1;
%24 100.0 120.00 0.00000 -0.54000 1.1 0.9 1 1;
25 100.0 120.00 0.00000 -0.27000 1.1 0.9 1 1;
26 100.0 230.00 0.20000 0.08400 1.1 0.9 1 1;
27 100.0 230.00 0.19000 0.10000 1.1 0.9 1 1;
28 100.0 230.00 0.11800 0.09000 1.1 0.9 1 1;
30 100.0 115.00 0.02100 0.00900 1.1 0.9 1 1;
31 100.0 35.00 0.06500 0.08000 1.1 0.9 1 1;
32 100.0 35.00 0.04300 0.01600 1.1 0.9 1 1;
34 100.0 38.00 0.00000 0.00000 1.1 0.9 1 1;
% 34 100.0 38.00 0.00000 -0.18000 1.1 0.9 1 1;
37 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
38 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
41 100.0 230.00 0.20000 0.10500 1.1 0.9 1 1;
42 100.0 230.00 0.17200 0.12000 1.1 0.9 1 1;
43 100.0 230.00 0.10000 0.05000 1.1 0.9 1 1;
44 100.0 230.00 0.02100 0.01200 1.1 0.9 1 1;
45 100.0 230.00 0.00000 0.00000 1.1 0.9 1 1;
%45 100.0 230.00 0.00000 -0.20000 1.1 0.9 1 1;
46 100.0 230.00 0.00000 -0.20000 1.1 0.9 1 1;
49 100.0 35.00 0.04400 0.03000 1.1 0.9 1 1;
50 100.0 11.00 0.07400 0.03200 1.1 0.9 1 1;
51 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
52 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
53 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
54 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
58 100.0 28.00 0.01000 0.02000 1.1 0.9 1 1;
59 100.0 11.00 0.01000 0.01000 1.1 0.9 1 1;
60 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
61 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
62 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
63 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
64 100.0 230.00 0.00700 0.03200 1.1 0.9 1 1;
67 100.0 28.00 0.01500 0.00000 1.1 0.9 1 1;
68 100.0 11.00 0.00300 0.00000 1.1 0.9 1 1;
69 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
70 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
71 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
72 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
74 100.0 230.00 0.01100 0.01000 1.1 0.9 1 1;
75 100.0 230.00 0.01100 0.01400 1.1 0.9 1 1;
76 100.0 28.00 0.03700 0.03000 1.1 0.9 1 1;
77 100.0 11.00 0.01800 0.00900 1.1 0.9 1 1;
78 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
79 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
80 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
81 100.0 11.00 0.00000 0.03300 1.1 0.9 1 1;
82 100.0 230.00 0.04000 0.00500 1.1 0.9 1 1;
83 100.0 230.00 0.02100 0.05600 1.1 0.9 1 1;
84 100.0 230.00 0.03200 0.11400 1.1 0.9 1 1;
85 100.0 230.00 0.00100 0.00700 1.1 0.9 1 1;
87 100.0 115.00 0.20000 0.14000 1.1 0.9 1 1;
88 100.0 35.00 0.00400 0.01100 1.1 0.9 1 1;
94 100.0 38.00 0.00000 0.20000 1.1 0.9 1 1;
95 100.0 38.00 0.00000 0.20000 1.1 0.9 1 1;
96 100.0 38.00 0.00000 0.20000 1.1 0.9 1 1;

```

```

101 100.0 11.00 0.01000 0.01300 1.1 0.9 1 1;
102 100.0 11.00 0.00000 0.03000 1.1 0.9 1 1;
103 100.0 11.00 0.00000 0.03000 1.1 0.9 1 1;
104 100.0 11.00 0.00000 0.03000 1.1 0.9 1 1;
105 100.0 11.00 0.00000 0.03000 1.1 0.9 1 1;
106 100.0 120.00 0.01700 0.00900 1.1 0.9 1 1;
111 100.0 115.00 0.19000 0.07500 1.1 0.9 1 1;
112 100.0 115.00 0.17500 0.01600 1.1 0.9 1 1;
114 100.0 115.00 0.08500 0.02500 1.1 0.9 1 1;
115 100.0 115.00 0.03500 0.02400 1.1 0.9 1 1;
116 100.0 115.00 0.00100 0.00300 1.1 0.9 1 1;
117 100.0 115.00 0.00200 0.00400 1.1 0.9 1 1;
118 100.0 115.00 0.04900 0.05700 1.1 0.9 1 1;
148 100.0 115.00 0.00000 -0.15000 1.1 0.9 1 1;
119 100.0 115.00 0.15300 0.07600 1.1 0.9 1 1;
120 100.0 115.00 0.08700 0.05300 1.1 0.9 1 1;
121 100.0 115.00 0.15800 0.05000 1.1 0.9 1 1;
122 100.0 115.00 0.11300 0.00600 1.1 0.9 1 1;
124 100.0 115.00 0.00000 0.00000 1.1 0.9 1 1;
%124 100.0 115.00 0.00000 -0.28000 1.1 0.9 1 1;
125 100.0 115.00 0.00000 -0.28000 1.1 0.9 1 1;
126 100.0 115.00 0.00000 -0.28000 1.1 0.9 1 1;
131 100.0 230.00 0.18000 0.04000 1.1 0.9 1 1;
134 100.0 230.00 0.20000 0.05000 1.1 0.9 1 1;
135 100.0 230.00 0.20000 0.05000 1.1 0.9 1 1;
136 100.0 230.00 0.09000 0.03000 1.1 0.9 1 1;
137 100.0 230.00 0.01000 0.01600 1.1 0.9 1 1;
138 100.0 230.00 0.04000 0.02000 1.1 0.9 1 1;
139 100.0 115.00 0.00000 -0.15000 1.1 0.9 1 1;
140 100.0 115.00 0.01200 0.00300 1.1 0.9 1 1;
141 100.0 115.00 0.00900 0.00100 1.1 0.9 1 1;
142 100.0 115.00 0.01600 0.00100 1.1 0.9 1 1;
143 100.0 115.00 0.07300 0.00400 1.1 0.9 1 1;
];

Shunt.con = [ ...
    2 100.0 230.00 60 0.00000 -0.03850 1;
    9 100.0 505.00 60 0.00000 -0.00330 1;
    16 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00710 1;
    22 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00520 1;
    29 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00590 1;
    44 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00410 1;
    55 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00400 1;
    56 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00200 1;
    57 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00200 1;
    64 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00390 1;
    73 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00400 1;
    86 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00600 1;
    97 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00500 1;
    106 100.0 120.00 60 0.00000 -0.02570 1;
    127 100.0 230.00 60 0.00000 -0.00360 1;
];

Line.con = [ ...
    1 2 100.00 510.00 60 0 2.2174 0.00025 0.02349 0.00000 0.98040 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    1 2 100.00 510.00 60 0 2.2174 0.00025 0.02349 0.00000 0.98040 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    1 9 100.00 510.00 60 0 1.0099 0.00343 0.03206 2.68683 1.00000 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    9 10 100.00 505.00 60 0 0.0000 0.00004 0.00004 0.00000 1.00000 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    9 11 100.00 505.00 60 0 0.0000 0.00004 0.00004 0.00000 1.00000 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    149 12 100.00 500.00 60 0 2.0833 0.00017 -0.00306 0.00000 1.02350 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    149 150 100.00 500.00 60 0 45.4545 0.00096 0.04585 0.00000 1.04760 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    2 12 100.00 230.00 60 0 0.9583 0.01764 0.16875 0.57132 1.00000 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    12 13 100.00 240.00 60 0 0.0000 0.00017 0.00017 0.00000 1.00000 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    12 14 100.00 240.00 60 0 0.0000 0.00017 0.00017 0.00000 1.00000 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    2 3 100.00 230.00 60 0 14.3750 0.00032 0.02214 0.00000 1.07020 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    2 4 100.00 230.00 60 0 14.3750 0.00032 0.02214 0.00000 1.07020 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    3 5 100.00 16.00 60 0 0.0000 0.03906 0.03906 0.00000 1.00000 0.00000 0 0.000 0.000 1;
    3 6 100.00 16.00 60 0 0.0000 0.03906 0.03906 0.00000 1.00000 0.00000 0 0.000 0.000 1;

```

4	7	100.00	16.00	60	0	0.0000	0.03906	0.03906	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
4	8	100.00	16.00	60	0	0.0000	0.03906	0.03906	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
2	137	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00960	0.04042	0.07353	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
2	137	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00960	0.04042	0.07353	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
137	15	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01323	0.05580	0.10104	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
15	16	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01747	0.07355	0.13331	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
137	16	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.03072	0.12936	0.23488	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
16	12	100.00	230.00	60	0	0.9583	0.02433	0.10911	0.18758	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
16	22	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01991	0.09985	0.17722	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
16	138	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00291	0.01070	0.01793	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
16	138	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00291	0.01070	0.01793	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
16	17	100.00	230.00	60	0	1.9167	0.00189	0.07958	0.01111	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
16	17	100.00	230.00	60	0	1.9167	0.00189	0.08083	0.00000	1.01110	0.00000	0	0.000	0.000	1;
17	18	100.00	120.00	60	0	1.0435	0.02896	0.06701	0.00965	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
18	19	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.04560	0.09474	0.01111	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
19	20	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.06427	0.12892	0.01455	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
20	21	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.07282	0.14594	0.01640	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
21	23	100.00	115.00	60	0	0.9583	0.01875	0.03750	0.00423	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
22	23	100.00	230.00	60	0	1.9167	0.00193	0.08881	0.00000	1.03310	0.00000	0	0.000	0.000	1;
22	23	100.00	230.00	60	0	1.9167	0.00195	0.09202	0.00000	1.05400	0.00000	0	0.000	0.000	1;
23	24	100.00	120.00	60	0	0.0000	0.00069	0.00069	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
23	25	100.00	120.00	60	0	0.0000	0.00069	0.00069	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
22	12	100.00	230.00	60	0	0.9583	0.00248	0.01104	0.01904	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
12	26	100.00	240.00	60	0	1.0435	0.00113	0.00502	0.01025	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
12	26	100.00	240.00	60	0	1.0435	0.00090	0.00517	0.01100	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
12	27	100.00	240.00	60	0	1.0435	0.00710	0.03172	0.06486	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
26	28	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01198	0.05953	0.10580	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
28	29	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01136	0.05679	0.10157	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
27	29	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01565	0.07839	0.14019	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
29	39	100.00	230.00	60	0	1.0455	0.00233	0.19214	0.00000	0.95650	0.00000	0	0.000	0.000	1;
29	40	100.00	230.00	60	0	1.0455	0.00246	0.19070	0.00000	0.95650	0.00000	0	0.000	0.000	1;
39	30	100.00	220.00	60	0	1.9130	0.00269	-0.01950	0.00000	1.05600	0.00000	0	0.000	0.000	1;
40	30	100.00	220.00	60	0	1.9130	0.00254	-0.01760	0.00000	1.05600	0.00000	0	0.000	0.000	1;
39	31	100.00	220.00	60	0	6.2857	0.01302	0.38188	0.00000	0.95260	0.00000	0	0.000	0.000	1;
40	32	100.00	220.00	60	0	6.2857	0.01359	0.39227	0.00000	0.95260	0.00000	0	0.000	0.000	1;
31	33	100.00	35.00	60	0	0.9211	0.00816	0.00816	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
32	34	100.00	35.00	60	0	0.9211	0.00816	0.00816	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
31	35	100.00	35.00	60	0	3.1818	0.03755	0.70857	0.00000	1.13460	0.00000	0	0.000	0.000	1;
32	36	100.00	35.00	60	0	3.1818	0.03755	0.70204	0.00000	1.13460	0.00000	0	0.000	0.000	1;
35	37	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
36	38	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
29	41	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01622	0.07104	0.12220	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
29	42	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00788	0.03446	0.05925	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
42	43	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01456	0.06371	0.10971	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
43	44	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00645	0.02819	0.04856	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
41	44	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01189	0.05206	0.08967	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
44	45	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00019	0.00019	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
44	46	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00019	0.00019	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
44	47	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00771	0.32798	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
44	48	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00860	0.33113	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
47	49	100.00	230.00	60	0	6.5714	0.00690	-0.00401	0.00000	0.90580	0.00000	0	0.000	0.000	1;
48	49	100.00	230.00	60	0	6.5714	0.00478	-0.00688	0.00000	0.90580	0.00000	0	0.000	0.000	1;
47	50	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00577	0.24820	0.00000	0.99640	0.00000	0	0.000	0.000	1;
48	50	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00622	0.24913	0.00000	0.99640	0.00000	0	0.000	0.000	1;
50	51	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
50	52	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
50	53	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
50	54	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
44	55	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01208	0.05289	0.09109	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
44	64	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.02227	0.09750	0.16790	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
55	73	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.02166	0.09482	0.16330	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
55	56	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00902	0.32238	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
55	57	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00837	0.31474	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
56	58	100.00	230.00	60	0	8.2143	0.00367	-0.00637	0.00000	1.01450	0.00000	0	0.000	0.000	1;
57	58	100.00	230.00	60	0	8.2143	0.00431	-0.00076	0.00000	1.01450	0.00000	0	0.000	0.000	1;
56	59	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00582	0.24412	0.00000	1.01760	0.00000	0	0.000	0.000	1;
57	59	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00539	0.24501	0.00000	1.01760	0.00000	0	0.000	0.000	1;
59	60	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
59	61	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
59	62	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
59	63	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
64	73	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01146	0.05011	0.08628	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
64	65	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00688	0.32612	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
64	66	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00822	0.32000	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
65	67	100.00	230.00	60	0	8.2143	0.00577	-0.00938	0.00000	1.01450	0.00000	0	0.000	0.000	1;
66	67	100.00	230.00	60	0	8.2143	0.00403	-0.01176	0.00000	1.01450	0.00000	0	0.000	0.000	1;
65	68	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00775	0.24588	0.00000	0.99640	0.00000	0	0.000	0.000	1;
66	68	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00679	0.24526	0.00000	0.99640	0.00000	0	0.000	0.000	1;
68	69	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264							

77	81	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
73	82	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01854	0.08115	0.13976	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
73	83	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01374	0.06019	0.10363	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
82	84	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00544	0.02384	0.04105	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
83	85	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00822	0.03597	0.06195	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
85	86	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.02017	0.08830	0.15203	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
84	86	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.01794	0.07853	0.13521	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
9	149	100.00	505.00	60	0	1.0100	0.00020	0.02515	0.00000	0.99010	0.00000	0	0.000	0.000	1;
86	97	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.03081	0.16083	0.30417	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
86	89	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00267	0.19410	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
86	90	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00265	0.19164	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
89	87	100.00	230.00	60	0	2.0000	0.00202	-0.02149	0.00000	0.98040	0.00000	0	0.000	0.000	1;
90	87	100.00	230.00	60	0	2.0000	0.00221	-0.01917	0.00000	0.98040	0.00000	0	0.000	0.000	1;
89	88	100.00	230.00	60	0	6.5714	0.01236	0.35662	0.00000	0.90580	0.00000	0	0.000	0.000	1;
90	88	100.00	230.00	60	0	6.5714	0.01272	0.36367	0.00000	0.90580	0.00000	0	0.000	0.000	1;
86	91	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00019	0.00019	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
88	92	100.00	35.00	60	0	0.0000	0.00816	0.00816	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
88	93	100.00	35.00	60	0	0.0000	0.00816	0.00816	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
88	94	100.00	35.00	60	0	0.9211	0.00816	0.00816	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
88	95	100.00	35.00	60	0	0.9211	0.00816	0.00816	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
88	96	100.00	35.00	60	0	0.9211	0.00816	0.00816	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
87	140	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.03403	0.18336	0.02177	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
140	141	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.07146	0.38503	0.04563	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
141	100	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.01777	0.07486	0.00846	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
97	127	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.02871	0.10524	0.17801	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
97	127	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.02871	0.10524	0.17801	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
97	98	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00117	0.10760	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
97	99	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00104	0.10043	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
98	100	100.00	230.00	60	0	2.0000	0.00077	-0.01639	0.00000	0.95060	0.00000	0	0.000	0.000	1;
99	100	100.00	230.00	60	0	2.0000	0.00091	-0.01529	0.00000	0.95060	0.00000	0	0.000	0.000	1;
100	139	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.00076	0.00076	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
100	112	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.05905	0.18132	0.02261	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
100	112	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.05905	0.22669	0.02261	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
100	106	100.00	115.00	60	0	0.9583	0.00053	0.00144	0.00017	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
98	101	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00520	0.24115	0.00000	1.03970	0.00000	0	0.000	0.000	1;
99	101	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00507	0.23998	0.00000	1.03970	0.00000	0	0.000	0.000	1;
101	102	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
101	103	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
101	104	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
101	105	100.00	11.00	60	0	0.0000	0.08264	0.08264	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
106	107	100.00	120.00	60	0	10.9091	0.02153	0.34792	0.00000	1.07840	0.00000	0	0.000	0.000	1;
106	108	100.00	120.00	60	0	10.9091	0.02181	0.35764	0.00000	1.07840	0.00000	0	0.000	0.000	1;
106	109	100.00	120.00	60	0	10.9091	0.02174	0.33819	0.00000	1.07840	0.00000	0	0.000	0.000	1;
106	110	100.00	120.00	60	0	10.9091	0.02306	0.35813	0.00000	1.07840	0.00000	0	0.000	0.000	1;
106	111	100.00	120.00	60	0	1.0435	0.02104	0.03597	0.00461	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
112	142	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.09255	0.13127	0.01722	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
142	143	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.04628	0.06563	0.00688	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
113	114	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.01414	0.02329	0.00263	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
114	119	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.09800	0.09671	0.01032	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
113	120	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.00098	0.00166	0.00017	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
120	122	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.00008	0.00030	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
114	115	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.01316	0.02147	0.00251	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
115	116	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.05422	0.08930	0.01013	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
116	117	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.10586	0.17391	0.01984	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
117	118	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.08454	0.13921	0.01578	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
118	148	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.00076	0.00076	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
122	123	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.00076	0.00076	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
122	124	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.00076	0.00076	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
122	125	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.00076	0.00076	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
122	126	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.00076	0.00076	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
122	144	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.01769	0.05966	0.00737	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
122	121	100.00	115.00	60	0	0.0000	0.02548	0.03524	0.00384	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
127	146	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00064	0.10338	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
127	147	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00066	0.10348	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
146	144	100.00	230.00	60	0	2.0000	0.00108	-0.01412	0.00000	0.99010	0.00000	0	0.000	0.000	1;
147	144	100.00	230.00	60	0	2.0000	0.00108	-0.01461	0.00000	0.99010	0.00000	0	0.000	0.000	1;
146	145	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00444	0.24335	0.00000	1.03970	0.00000	0	0.000	0.000	1;
147	145	100.00	230.00	60	0	20.9091	0.00495	0.24522	0.00000	1.03970	0.00000	0	0.000	0.000	1;
127	128	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.04824	0.20864	0.37152	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
127	128	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.05845	0.21442	0.36252	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
128	129	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00019	0.00019	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
128	130	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00019	0.00019	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
128	131	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.05469	0.19382	0.33401	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
128	131	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.05469	0.19388	0.33385	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
131	132	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00019	0.00019	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
131	133	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.00019	0.00019	0.00000	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	1;
131	134	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.02106	0.07482	0.13463	1.00000	0.00000	0	0.000	0.000	0;
131	134	100.00	230.00	60	0	0.0000	0.02106	0.07486	0.13468	1.00000	0.00000	0</			

```
'B11'; 'B12'; 'B13'; 'B14'; 'B15';  
'B16'; 'B17'; 'B18'; 'B19'; 'B20';  
'B21'; 'B22'; 'B23'; 'B24'; 'B25';  
'B26'; 'B27'; 'B28'; 'B29'; 'B30';  
'B31'; 'B32'; 'B33'; 'B34'; 'B35';  
'B36'; 'B37'; 'B38'; 'B39'; 'B40';  
'B41'; 'B42'; 'B43'; 'B44'; 'B45';  
'B46'; 'B47'; 'B48'; 'B49'; 'B50';  
'B51'; 'B52'; 'B53'; 'B54'; 'B55';  
'B56'; 'B57'; 'B58'; 'B59'; 'B60';  
'B61'; 'B62'; 'B63'; 'B64'; 'B65';  
'B66'; 'B67'; 'B68'; 'B69'; 'B70';  
'B71'; 'B72'; 'B73'; 'B74'; 'B75';  
'B76'; 'B77'; 'B78'; 'B79'; 'B80';  
'B81'; 'B82'; 'B83'; 'B84'; 'B85';  
'B86'; 'B87'; 'B88'; 'B89'; 'B90';  
'B91'; 'B92'; 'B93'; 'B94'; 'B95';  
'B96'; 'B97'; 'B98'; 'B99'; 'B100';  
'B101'; 'B102'; 'B103'; 'B104'; 'B105';  
'B106'; 'B107'; 'B108'; 'B109'; 'B110';  
'B111'; 'B112'; 'B113'; 'B114'; 'B115';  
'B116'; 'B117'; 'B118'; 'B148'; 'B119';  
'B120'; 'B121'; 'B122'; 'B123'; 'B124';  
'B125'; 'B126'; 'B127'; 'B128'; 'B129';  
'B130'; 'B131'; 'B132'; 'B133'; 'B134';  
'B135'; 'B136'; 'B137'; 'B138'; 'B139';  
'B140'; 'B141'; 'B142'; 'B143'; 'B144';  
'B145'; 'B146'; 'B147'; 'B149'; 'B150'};
```

Приложение Б. Результаты расчетов УР. Уровни напряжений (в о.е.) в узлах схемы СБЭК. Эксперимент 2

Режим	Узел 1	Узел 2	Узел 3	Узел 4	Узел 5	Узел 6	Узел 7	Узел 8	Узел 9	Узел 10	Узел 11	Узел 12	Узел 13	Узел 14	Узел 15
1	0,9804	0,9965	0,9317	0,9276	0,9875	0,9875	0,9875	0,9875	1,0505	1,0505	1,0505	1,0401	1,0402	1,0402	0,9882
2	0,9804	0,9915	0,9258	0,9197	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0326	1,0326	1,0326	0,9787
3	0,9804	0,9917	0,9258	0,9197	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0329	1,0330	1,0330	0,9797
4	0,9804	0,9913	0,9252	0,9189	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0320	1,0320	1,0320	0,9789
5	0,9804	0,9909	0,9246	0,9183	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0311	1,0312	1,0312	0,9784
6	0,9804	0,9905	0,9240	0,9175	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0301	1,0301	1,0301	0,9777
7	0,9804	0,9900	0,9234	0,9167	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0289	1,0290	1,0290	0,9769
8	0,9804	0,9895	0,9227	0,9158	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0277	1,0277	1,0277	0,9761
9	0,9804	0,9889	0,9219	0,9148	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0262	1,0263	1,0263	0,9751
10	0,9804	0,9883	0,9210	0,9137	0,9876	0,9876	0,9876	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0245	1,0246	1,0246	0,9740
11	0,9804	0,9876	0,9200	0,9128	0,9878	0,9876	0,9881	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0226	1,0227	1,0227	0,9728
12	0,9804	0,9869	0,9190	0,9116	0,9881	0,9876	0,9886	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0202	1,0203	1,0203	0,9713
13	0,9804	0,9860	0,9178	0,9102	0,9884	0,9876	0,9891	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0172	1,0173	1,0173	0,9694
14	0,9804	0,9850	0,9166	0,9087	0,9887	0,9876	0,9896	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0135	1,0136	1,0136	0,9672
15	0,9804	0,9836	0,9149	0,9068	0,9890	0,9876	0,9901	0,9876	1,0504	1,0504	1,0505	1,0081	1,0082	1,0082	0,9641

Режим	Узел 16	Узел 17	Узел 18	Узел 19	Узел 20	Узел 21	Узел 22	Узел 23	Узел 24	Узел 25	Узел 26	Узел 27	Узел 28	Узел 29	Узел 30
1	0,9881	0,9529	0,9374	0,9297	0,9386	0,9712	1,0334	0,9863	0,9863	0,9865	1,0391	1,0276	1,0210	1,0086	0,9826
2	0,9770	0,9403	0,9238	0,9158	0,9257	0,9610	1,0251	0,9772	0,9772	0,9774	1,0312	1,0155	1,0057	0,9884	0,9619
3	0,9784	0,9424	0,9263	0,9184	0,9280	0,9623	1,0257	0,9782	0,9782	0,9784	1,0315	1,0157	1,0058	0,9882	0,9621
4	0,9775	0,9414	0,9253	0,9174	0,9269	0,9613	1,0247	0,9772	0,9772	0,9774	1,0305	1,0138	1,0034	0,9848	0,9587
5	0,9769	0,9409	0,9248	0,9169	0,9264	0,9606	1,0239	0,9765	0,9765	0,9766	1,0295	1,0121	1,0010	0,9814	0,9554
6	0,9761	0,9402	0,9241	0,9162	0,9257	0,9598	1,0229	0,9756	0,9756	0,9757	1,0284	1,0101	0,9984	0,9776	0,9517
7	0,9752	0,9394	0,9234	0,9155	0,9249	0,9588	1,0218	0,9746	0,9746	0,9748	1,0272	1,0079	0,9954	0,9734	0,9476
8	0,9742	0,9385	0,9225	0,9146	0,9239	0,9578	1,0206	0,9734	0,9734	0,9736	1,0259	1,0054	0,9921	0,9687	0,9430
9	0,9730	0,9375	0,9215	0,9136	0,9228	0,9565	1,0192	0,9721	0,9721	0,9723	1,0243	1,0026	0,9884	0,9634	0,9378
10	0,9717	0,9362	0,9202	0,9123	0,9215	0,9551	1,0176	0,9706	0,9706	0,9708	1,0225	0,9994	0,9841	0,9572	0,9318
11	0,9701	0,9348	0,9188	0,9109	0,9199	0,9534	1,0157	0,9689	0,9689	0,9691	1,0204	0,9956	0,9790	0,9499	0,9246
12	0,9682	0,9330	0,9170	0,9090	0,9180	0,9512	1,0133	0,9667	0,9667	0,9669	1,0178	0,9909	0,9728	0,9410	0,9158
13	0,9659	0,9307	0,9147	0,9067	0,9155	0,9486	1,0104	0,9640	0,9640	0,9641	1,0146	0,9851	0,9650	0,9298	0,9048
14	0,9630	0,9279	0,9119	0,9038	0,9125	0,9453	1,0068	0,9606	0,9606	0,9608	1,0107	0,9780	0,9554	0,9159	0,8911
15	0,9588	0,9238	0,9077	0,8995	0,9079	0,9405	1,0016	0,9557	0,9557	0,9559	1,0049	0,9677	0,9414	0,8954	0,8709

Режим	Узел 30	Узел 31	Узел 32	Узел 33	Узел 34	Узел 35	Узел 36	Узел 37	Узел 38	Узел 39	Узел 40	Узел 41	Узел 42	Узел 43	Узел 44	Узел 45
1	0,9826	1,0475	1,0694	1,0474	1,0694	0,8974	0,9172	0,8944	0,9142	1,0383	1,0368	0,9974	1,0014	0,9962	0,9949	0,9949
2	0,9619	1,0225	1,0458	1,0225	1,0458	0,8760	0,8962	0,8731	0,8932	1,0165	1,0149	0,9731	0,9788	0,9714	0,9699	0,9699
3	0,9621	1,0241	1,0464	1,0240	1,0463	0,8773	0,8967	0,8744	0,8937	1,0167	1,0152	0,9727	0,9785	0,9708	0,9692	0,9692
4	0,9587	1,0202	1,0426	1,0201	1,0426	0,8740	0,8935	0,8711	0,8905	1,0131	1,0116	0,9683	0,9746	0,9663	0,9646	0,9646
5	0,9554	1,0167	1,0391	1,0167	1,0390	0,8711	0,8904	0,8681	0,8874	1,0096	1,0082	0,9641	0,9707	0,9619	0,9599	0,9599
6	0,9517	1,0128	1,0350	1,0127	1,0350	0,8677	0,8870	0,8647	0,8840	1,0057	1,0042	0,9592	0,9664	0,9568	0,9548	0,9548
7	0,9476	1,0084	1,0306	1,0083	1,0305	0,8639	0,8831	0,8610	0,8802	1,0014	0,9999	0,9539	0,9616	0,9513	0,9491	0,9491
8	0,9430	1,0034	1,0256	1,0034	1,0255	0,8597	0,8788	0,8568	0,8759	0,9965	0,9951	0,9480	0,9562	0,9451	0,9428	0,9428
9	0,9378	0,9978	1,0199	0,9978	1,0198	0,8548	0,8740	0,8520	0,8710	0,9910	0,9896	0,9413	0,9501	0,9381	0,9356	0,9356
10	0,9318	0,9913	1,0132	0,9912	1,0132	0,8492	0,8683	0,8464	0,8654	0,9846	0,9832	0,9335	0,9430	0,9301	0,9274	0,9274
11	0,9246	0,9835	1,0054	0,9834	1,0054	0,8426	0,8616	0,8397	0,8587	0,9770	0,9756	0,9242	0,9346	0,9205	0,9176	0,9176
12	0,9158	0,9739	0,9958	0,9739	0,9958	0,8344	0,8534	0,8316	0,8505	0,9678	0,9664	0,9130	0,9244	0,9088	0,9056	0,9056
13	0,9048	0,9618	0,9837	0,9618	0,9837	0,8240	0,8430	0,8212	0,8402	0,9561	0,9547	0,8987	0,9115	0,8940	0,8904	0,8904
14	0,8911	0,9468	0,9687	0,9467	0,9687	0,8111	0,8302	0,8084	0,8274	0,9417	0,9403	0,8810	0,8954	0,8753	0,8712	0,8712
15	0,8709	0,9244	0,9466	0,9244	0,9465	0,7920	0,8112	0,7893	0,8084	0,9204	0,9190	0,8545	0,8718	0,8476	0,8425	0,8425

Режим	Узел 46	Узел 47	Узел 48	Узел 49	Узел 50	Узел 51	Узел 52	Узел 53	Узел 54	Узел 55	Узел 56	Узел 57	Узел 58	Узел 59	Узел 60
1	0,9949	0,9601	0,9600	1,0598	0,9415	0,9386	0,9386	0,9386	0,9386	0,9899	0,9618	0,9619	0,9481	0,9264	0,9234
2	0,9700	0,9335	0,9334	1,0304	0,9139	0,9109	0,9109	0,9109	0,9109	0,9658	0,9367	0,9368	0,9234	0,9012	0,8982
3	0,9692	0,9332	0,9332	1,0302	0,9139	0,9109	0,9109	0,9109	0,9109	0,9648	0,9360	0,9360	0,9226	0,9005	0,8975
4	0,9646	0,9284	0,9284	1,0249	0,9090	0,9059	0,9059	0,9059	0,9059	0,9601	0,9315	0,9315	0,9182	0,8962	0,8932
5	0,9600	0,9238	0,9237	1,0197	0,9042	0,9011	0,9011	0,9011	0,9011	0,9555	0,9270	0,9270	0,9138	0,8919	0,8889
6	0,9548	0,9187	0,9186	1,0142	0,8992	0,8962	0,8962	0,8962	0,8962	0,9503	0,9219	0,9220	0,9088	0,8870	0,8841
7	0,9492	0,9133	0,9132	1,0082	0,8940	0,8910	0,8910	0,8910	0,8910	0,9446	0,9164	0,9165	0,9034	0,8818	0,8788
8	0,9428	0,9073	0,9072	1,0015	0,8881	0,8851	0,8851	0,8851	0,8851	0,9382	0,9103	0,9103	0,8973	0,8759	0,8729
9	0,9357	0,9004	0,9003	0,9940	0,8814	0,8784	0,8784	0,8784	0,8784	0,9311	0,9034	0,9034	0,8905	0,8692	0,8663
10	0,9274	0,8925	0,8924	0,9852	0,8737	0,8707	0,8707	0,8707	0,8707	0,9228	0,8954	0,8955	0,8826	0,8616	0,8587
11	0,9176	0,8831	0,8830	0,9748	0,8645	0,8616	0,8616	0,8616	0,8616	0,9130	0,8860	0,8860	0,8734	0,8525	0,8497
12	0,9057	0,8715	0,8715	0,9621	0,8533	0,8504	0,8504	0,8504	0,8504	0,9011	0,8745	0,8745	0,8620	0,8414	0,8386
13	0,8905	0,8569	0,8568	0,9459	0,8390	0,8362	0,8362	0,8362	0,8362	0,8860	0,8599	0,8599	0,8476	0,8274	0,8246
14	0,8713	0,8384	0,8383	0,9254	0,8209	0,8181	0,8181	0,8181	0,8181	0,8668	0,8413	0,8413	0,8293	0,8096	0,8068
15	0,8426	0,8106	0,8105	0,8948	0,7938	0,7911	0,7911	0,7911	0,7911	0,8381	0,8135	0,8135	0,8019	0,7828	0,7802

Режим	Узел 61	Узел 62	Узел 63	Узел 64	Узел 65	Узел 66	Узел 67	Узел 68	Узел 69	Узел 70	Узел 71	Узел 72	Узел 73	Узел 74	Узел 75
1	0,9234	0,9234	0,9234	0,9890	0,9664	0,9664	0,9525	0,9528	0,9499	0,9499	0,9499	0,9499	0,9911	0,9575	0,9575
2	0,8982	0,8982	0,8982	0,9664	0,9432	0,9432	0,9297	0,9291	0,9261	0,9261	0,9261	0,9261	0,9716	0,9366	0,9367
3	0,8975	0,8975	0,8975	0,9652	0,9420	0,9420	0,9285	0,9278	0,9249	0,9249	0,9249	0,9249	0,9704	0,9352	0,9352
4	0,8932	0,8932	0,8932	0,9607	0,9374	0,9374	0,9239	0,9231	0,9202	0,9202	0,9202	0,9202	0,9664	0,9304	0,9304
5	0,8889	0,8889	0,8889	0,9562	0,9327	0,9327	0,9194	0,9184	0,9154	0,9154	0,9154	0,9154	0,9623	0,9255	0,9256
6	0,8841	0,8841	0,8841	0,9511	0,9275	0,9275	0,9142	0,9130	0,9100	0,9100	0,9100	0,9100	0,9577	0,9201	0,9202
7	0,8788	0,8788	0,8788	0,9456	0,9218	0,9218	0,9086	0,9072	0,9042	0,9042	0,9042	0,9042	0,9527	0,9146	0,9146
8	0,8729	0,8729	0,8729	0,9394	0,9156	0,9156	0,9025	0,9009	0,8979	0,8979	0,8979	0,8979	0,9472	0,9086	0,9087
9	0,8663	0,8663	0,8663	0,9325	0,9089	0,9089	0,8959	0,8943	0,8913	0,8913	0,8913	0,8913	0,9411	0,9020	0,9021
10	0,8587	0,8587	0,8587	0,9246	0,9012	0,9012	0,8883	0,8868	0,8838	0,8838	0,8838	0,8838	0,9340	0,8946	0,8946
11	0,8497	0,8497	0,8497	0,9153	0,8921	0,8921	0,8793	0,8778	0,8749	0,8749	0,8749	0,8749	0,9257	0,8859	0,8860
12	0,8386	0,8386	0,8386	0,9039	0,8810	0,8810	0,8684	0,8669	0,8640	0,8640	0,8640	0,8640	0,9156	0,8756	0,8757
13	0,8246	0,8246	0,8246	0,8896	0,8671	0,8671	0,8546	0,8532	0,8503	0,8503	0,8503	0,8503	0,9029	0,8629	0,8629
14	0,8068	0,8068	0,8068	0,8714	0,8493	0,8493	0,8372	0,8357	0,8329	0,8329	0,8329	0,8329	0,8868	0,8468	0,8469
15	0,7802	0,7802	0,7802	0,8442	0,8228	0,8228	0,8110	0,8096	0,8069	0,8069	0,8069	0,8069	0,8629	0,8233	0,8234

Режим	Узел 76	Узел 77	Узел 78	Узел 79	Узел 80	Узел 81	Узел 82	Узел 83	Узел 84	Узел 85	Узел 86	Узел 87	Узел 88	Узел 89	Узел 90
1	0,9438	0,9421	0,9392	0,9392	0,9392	0,9392	0,9951	0,9959	0,9952	0,9988	0,9999	0,9430	0,8819	0,9261	0,9257
2	0,9233	0,9207	0,9177	0,9177	0,9177	0,9177	0,9827	0,9814	0,9853	0,9881	0,9999	0,9486	0,9001	0,9315	0,9311
3	0,9218	0,9192	0,9162	0,9162	0,9162	0,9162	0,9819	0,9803	0,9846	0,9872	0,9999	0,9487	0,9017	0,9315	0,9311
4	0,9171	0,9142	0,9112	0,9112	0,9112	0,9112	0,9793	0,9772	0,9826	0,9849	0,9998	0,9482	0,9017	0,9309	0,9306
5	0,9123	0,9091	0,9061	0,9061	0,9061	0,9061	0,9767	0,9740	0,9806	0,9825	0,9998	0,9477	0,9016	0,9304	0,9301
6	0,9070	0,9035	0,9005	0,9005	0,9005	0,9005	0,9738	0,9705	0,9783	0,9799	0,9998	0,9472	0,9016	0,9298	0,9295
7	0,9016	0,8980	0,8950	0,8950	0,8950	0,8950	0,9706	0,9666	0,9757	0,9770	0,9998	0,9466	0,9016	0,9292	0,9289
8	0,8957	0,8921	0,8891	0,8891	0,8891	0,8891	0,9671	0,9623	0,9730	0,9738	0,9998	0,9460	0,9016	0,9285	0,9282
9	0,8892	0,8855	0,8825	0,8825	0,8825	0,8825	0,9631	0,9575	0,9698	0,9702	0,9998	0,9454	0,9016	0,9278	0,9275
10	0,8818	0,8781	0,8752	0,8752	0,8752	0,8752	0,9586	0,9521	0,9662	0,9661	0,9997	0,9448	0,9015	0,9271	0,9269
11	0,8734	0,8696	0,8667	0,8667	0,8667	0,8667	0,9532	0,9457	0,9620	0,9613	0,9997	0,9441	0,9015	0,9264	0,9262
12	0,8632	0,8594	0,8565	0,8565	0,8565	0,8565	0,9468	0,9379	0,9569	0,9555	0,9997	0,9434	0,9015	0,9256	0,9254
13	0,8506	0,8468	0,8440	0,8440	0,8440	0,8440	0,9387	0,9283	0,9505	0,9483	0,9996	0,9426	0,9015	0,9247	0,9245
14	0,8348	0,8310	0,8282	0,8282	0,8282	0,8282	0,9284	0,9160	0,9424	0,9391	0,9996	0,9417	0,9014	0,9238	0,9236
15	0,8117	0,8079	0,8052	0,8052	0,8052	0,8052	0,9132	0,8980	0,9304	0,9257	0,9995	0,9408	0,9014	0,9227	0,9226

Режим	Узел 91	Узел 92	Узел 93	Узел 94	Узел 95	Узел 96	Узел 97	Узел 98	Узел 99	Узел 100	Узел 101	Узел 102	Узел 103	Узел 104	Узел 105
1	1,0000	0,8814	0,8814	0,8800	0,8800	0,8800	1,0505	1,0130	1,0129	1,0701	0,9575	0,9549	0,9549	0,9549	0,9549
2	1,0000	0,9000	0,9000	0,8983	0,8983	0,8983	1,0478	1,0107	1,0106	1,0676	0,9552	0,9526	0,9526	0,9526	0,9526
3	1,0000	0,9016	0,9016	0,8998	0,8998	0,8998	1,0481	1,0115	1,0114	1,0684	0,9560	0,9534	0,9534	0,9534	0,9534
4	1,0000	0,9016	0,9016	0,8998	0,8998	0,8998	1,0477	1,0112	1,0111	1,0681	0,9557	0,9531	0,9531	0,9531	0,9531
5	1,0000	0,9016	0,9016	0,8998	0,8998	0,8998	1,0474	1,0110	1,0109	1,0678	0,9554	0,9528	0,9528	0,9528	0,9528
6	1,0000	0,9016	0,9016	0,8998	0,8998	0,8998	1,0470	1,0107	1,0106	1,0675	0,9552	0,9525	0,9525	0,9525	0,9525
7	1,0000	0,9016	0,9016	0,8997	0,8997	0,8997	1,0466	1,0103	1,0102	1,0672	0,9548	0,9522	0,9522	0,9522	0,9522
8	1,0000	0,9016	0,9016	0,8997	0,8997	0,8997	1,0461	1,0100	1,0099	1,0668	0,9545	0,9519	0,9519	0,9519	0,9519
9	1,0000	0,9016	0,9016	0,8997	0,8997	0,8997	1,0456	1,0096	1,0095	1,0664	0,9541	0,9515	0,9515	0,9515	0,9515
10	1,0000	0,9016	0,9016	0,8997	0,8997	0,8997	1,0455	1,0100	1,0099	1,0667	0,9545	0,9519	0,9519	0,9519	0,9519
11	1,0000	0,9016	0,9016	0,8997	0,8997	0,8997	1,0453	1,0103	1,0102	1,0669	0,9548	0,9522	0,9522	0,9522	0,9522
12	1,0000	0,9016	0,9016	0,8996	0,8996	0,8996	1,0446	1,0097	1,0096	1,0663	0,9543	0,9517	0,9517	0,9517	0,9517
13	1,0000	0,9016	0,9016	0,8996	0,8996	0,8996	1,0438	1,0092	1,0091	1,0657	0,9537	0,9511	0,9511	0,9511	0,9511
14	1,0000	0,9016	0,9016	0,8996	0,8996	0,8996	1,0430	1,0086	1,0085	1,0651	0,9531	0,9505	0,9505	0,9505	0,9505
15	1,0000	0,9016	0,9016	0,8996	0,8996	0,8996	1,0421	1,0079	1,0078	1,0643	0,9525	0,9499	0,9499	0,9499	0,9499

Режим	Узел 106	Узел 107	Узел 108	Узел 109	Узел 110	Узел 111	Узел 112	Узел 113	Узел 114	Узел 115	Узел 116	Узел 117	Узел 118	Узел 119	Узел 120
1	1,0696	0,9545	0,9545	0,9545	0,9545	1,0633	1,0653	1,1453	1,1417	1,1429	1,1515	1,1661	1,1758	1,1760	1,1215
2	1,0671	0,9556	0,9556	0,9556	0,9556	1,0605	1,0622	1,1452	1,1404	1,1411	1,1480	1,1594	1,1667	1,1669	1,1184
3	1,0679	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572	1,0613	1,0631	1,1451	1,1402	1,1410	1,1480	1,1595	1,1670	1,1671	1,1172
4	1,0676	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572	1,0611	1,0628	1,1451	1,1400	1,1408	1,1477	1,1593	1,1668	1,1669	1,1158
5	1,0673	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572	1,0608	1,0625	1,1451	1,1398	1,1405	1,1475	1,1590	1,1666	1,1667	1,1144
6	1,0670	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572	1,0605	1,0622	1,1451	1,1395	1,1403	1,1473	1,1588	1,1664	1,1665	1,1130
7	1,0666	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572	1,0602	1,0619	1,1450	1,1393	1,1401	1,1470	1,1585	1,1662	1,1663	1,1114
8	1,0663	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572	1,0598	1,0615	1,1450	1,1390	1,1398	1,1467	1,1582	1,1659	1,1660	1,1098
9	1,0658	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572	1,0594	1,0611	1,1450	1,1388	1,1395	1,1465	1,1579	1,1657	1,1658	1,1082
10	1,0662	0,9586	0,9586	0,9586	0,9586	1,0597	1,0615	1,1450	1,1385	1,1393	1,1462	1,1576	1,1654	1,1655	1,1064
11	1,0664	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	1,0600	1,0618	1,1449	1,1382	1,1390	1,1459	1,1573	1,1651	1,1652	1,1046
12	1,0659	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	1,0595	1,0612	1,1449	1,1379	1,1386	1,1455	1,1569	1,1647	1,1648	1,1027
13	1,0653	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	1,0589	1,0606	1,1449	1,1376	1,1383	1,1452	1,1565	1,1644	1,1645	1,1007
14	1,0646	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	1,0583	1,0600	1,1448	1,1372	1,1380	1,1448	1,1561	1,1640	1,1641	1,0985
15	1,0639	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	1,0575	1,0592	1,1448	1,1368	1,1376	1,1444	1,1556	1,1636	1,1637	1,0961

Режим	Узел 121	Узел 122	Узел 123	Узел 124	Узел 125	Узел 126	Узел 127	Узел 128	Узел 129	Узел 130	Узел 131	Узел 132	Узел 133	Узел 134	Узел 135
1	1,1456	1,1402	1,1456	1,1457	1,1456	1,1458	1,1458	1,0859	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0785
2	1,1455	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0839	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0784
3	1,1455	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0839	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0782
4	1,1455	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0836	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0779
5	1,1455	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0833	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0777
6	1,1455	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0829	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0775
7	1,1454	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0825	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0773
8	1,1454	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0821	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0770
9	1,1454	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0817	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0767
10	1,1454	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0814	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0765
11	1,1454	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0811	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0762
12	1,1454	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0805	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0759
13	1,1454	1,1395	1,1455	1,1457	1,1455	1,1457	1,1457	1,0799	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0755
14	1,1454	1,1395	1,1454	1,1457	1,1454	1,1456	1,1456	1,0791	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0752
15	1,1453	1,1395	1,1454	1,1457	1,1454	1,1456	1,1456	1,0783	1,0614	1,0613	1,0613	1,0768	1,0768	1,0768	1,0748

Режим	Узел 136	Узел 137	Узел 138	Узел 139	Узел 140	Узел 141	Узел 142	Узел 143	Узел 144	Узел 145	Узел 146	Узел 147	Узел 148	Узел 149	Узел 150
1	1,0516	1,0476	0,9950	0,9880	1,0702	0,9823	1,0575	1,0589	1,0557	1,1221	1,0729	1,1154	1,1156	1,0659	1,0175
2	1,0434	1,0397	0,9880	0,9770	1,0678	0,9850	1,0557	1,0554	1,0520	1,1214	1,0724	1,1149	1,1151	1,0572	1,0092
3	1,0439	1,0401	0,9885	0,9784	1,0685	0,9852	1,0564	1,0563	1,0529	1,1214	1,0725	1,1150	1,1152	1,0577	1,0096
4	1,0429	1,0391	0,9879	0,9774	1,0682	0,9846	1,0561	1,0560	1,0526	1,1213	1,0724	1,1149	1,1151	1,0565	1,0085
5	1,0420	1,0383	0,9874	0,9768	1,0679	0,9841	1,0557	1,0558	1,0524	1,1211	1,0723	1,1148	1,1149	1,0555	1,0075
6	1,0410	1,0372	0,9869	0,9760	1,0676	0,9835	1,0553	1,0555	1,0521	1,1209	1,0722	1,1146	1,1148	1,0543	1,0064
7	1,0399	1,0361	0,9863	0,9751	1,0673	0,9828	1,0549	1,0552	1,0518	1,1208	1,0720	1,1145	1,1147	1,0530	1,0052
8	1,0386	1,0348	0,9856	0,9741	1,0669	0,9822	1,0545	1,0548	1,0515	1,1206	1,0719	1,1143	1,1145	1,0516	1,0038
9	1,0371	1,0334	0,9848	0,9730	1,0665	0,9814	1,0540	1,0545	1,0511	1,1203	1,0717	1,1141	1,1143	1,0499	1,0022
10	1,0354	1,0317	0,9840	0,9716	1,0668	0,9809	1,0541	1,0548	1,0515	1,1202	1,0716	1,1141	1,1143	1,0479	1,0003
11	1,0335	1,0297	0,9830	0,9701	1,0670	0,9804	1,0542	1,0551	1,0518	1,1201	1,0715	1,1140	1,1142	1,0457	0,9982
12	1,0310	1,0273	0,9819	0,9682	1,0664	0,9795	1,0536	1,0546	1,0513	1,1198	1,0713	1,1137	1,1139	1,0429	0,9955
13	1,0280	1,0243	0,9805	0,9658	1,0658	0,9785	1,0529	1,0540	1,0507	1,1195	1,0711	1,1135	1,1137	1,0394	0,9922
14	1,0242	1,0206	0,9790	0,9629	1,0652	0,9775	1,0522	1,0534	1,0501	1,1191	1,0708	1,1132	1,1134	1,0351	0,9881
15	1,0188	1,0151	0,9768	0,9588	1,0644	0,9764	1,0513	1,0527	1,0494	1,1187	1,0705	1,1129	1,1131	1,0289	0,9822

Приложение В. Квазидинамический расчёт режима и протоколы взаимодействия агентов МПА. Схема СБЭК. Эксперимент 2

Load data from file...

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation
 PF solver: Newton-Raphson method
 Distributed slack bus model
 Power Flow completed in 0.063 s
 Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation
 PF solver: Newton-Raphson method
 Distributed slack bus model
 Power Flow completed in 0.059 s
 Write LoadData file by default
 Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation
 PF solver: Newton-Raphson method
 Distributed slack bus model
 Power Flow completed in 0.068 s
 В начале расчета в схеме имеются перегруженные генераторы с номерами:
 11; QgCurrent=1.1196; Qgmax=0
 91; QgCurrent=0.46351; Qgmax=0
 123; QgCurrent=0.15599; Qgmax=0
 Продолжить расчет (1)=yes / (any key)=no ? 1
 Перегружен агент генератора: Agent11
 Агент Agent11 запрашивает помощи у агента генератора: Agent5
 Агент Agent11 запрашивает помощи у агента генератора: Agent6
 Агент Agent11 запрашивает помощи у агента генератора: Agent7
 Агент Agent11 запрашивает помощи у агента генератора: Agent8
 Агент Agent11 запрашивает помощи у агента генератора: Agent132
 Агент Agent11 запрашивает помощи у агента генератора: Agent133
 Перегружен агент генератора: Agent91
 Агент Agent91 запрашивает помощи у агента генератора: Agent92
 Агент Agent91 запрашивает помощи у агента генератора: Agent93
 Агент Agent91 запрашивает помощи у агента генератора: Agent107
 Агент Agent91 запрашивает помощи у агента генератора: Agent108
 Агент Agent91 запрашивает помощи у агента генератора: Agent109
 Агент Agent91 запрашивает помощи у агента генератора: Agent110
 Агент Agent91 запрашивает помощи у агента генератора: Agent123
 Агент генератора: Agent123 завершает выработку Q, он перегрузился, или достигнуто Umax.
 Агент генератора: Agent11 перегрузился ПО IMAX, переходим к процедуре ОН
 Агент генератора: Agent91 перегрузился ПО IMAX, переходим к процедуре ОН
 L-index = 0.755735
 Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation
 PF solver: Newton-Raphson method
 Distributed slack bus model
 Power Flow completed in 0.063 s
 Перегружен агент генератора: Agent123
 Агент Agent123 запрашивает помощи у агента генератора: Agent92
 Агент Agent123 запрашивает помощи у агента генератора: Agent93
 Агент Agent123 запрашивает помощи у агента генератора: Agent107

Агент Agent123 запрашивает помощи у агента генератора: Agent108
 Агент Agent123 запрашивает помощи у агента генератора: Agent109
 Агент Agent123 запрашивает помощи у агента генератора: Agent110
 Агент генератора: Agent5 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent6 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent7 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent8 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent132 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent133 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent123 перегрузился ПО IMAX, переходим к процедуре ОН
 L-index = 0.831181
 Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.055 s

Агент генератора: Agent92 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent93 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent107 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent108 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent109 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 Агент генератора: Agent110 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.
 L-index = 0.825191

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.047 s

L-index = 0.831298

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.063 s

L-index = 0.835882

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.071 s

L-index = 0.841172

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.059 s

L-index = 0.846661

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.056 s

L-index = 0.852559

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.06 s

Перегружен агент генератора: Agent92

Агент Agent92 запрашивает помощи у агента генератора: Agent93

Агент Agent92 запрашивает помощи у агента генератора: Agent107

Агент Agent92 запрашивает помощи у агента генератора: Agent108

Агент Agent92 запрашивает помощи у агента генератора: Agent109

Агент Agent92 запрашивает помощи у агента генератора: Agent110

Агент генератора: Agent93 завершает выработку Q, он перегрузился, или достигнуто U_{max}.

Агент генератора: Agent92 перегрузился ПО I_{MAX}, переходим к процедуре ОН

L-index = 0.858865

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.063 s

Перегружен агент генератора: Agent8

Агент Agent8 запрашивает помощи у агента генератора: Agent5

Агент Agent8 запрашивает помощи у агента генератора: Agent6

Агент Agent8 запрашивает помощи у агента генератора: Agent7

Агент Agent8 запрашивает помощи у агента генератора: Agent132

Агент Agent8 запрашивает помощи у агента генератора: Agent133

Перегружен агент генератора: Agent93

Агент Agent93 запрашивает помощи у агента генератора: Agent107

Агент Agent93 запрашивает помощи у агента генератора: Agent108

Агент Agent93 запрашивает помощи у агента генератора: Agent109

Агент Agent93 запрашивает помощи у агента генератора: Agent110

Агент генератора: Agent6 завершает выработку Q, он перегрузился, или достигнуто U_{max}.

Агент генератора: Agent93 перегрузился ПО I_{MAX}, переходим к процедуре ОН

L-index = 0.865787

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.063 s

Агент генератора: Agent107 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.

Агент генератора: Agent108 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.

Агент генератора: Agent109 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.

Агент генератора: Agent110 завершает выработку Q, снята перегрузка на генераторе, который запросил выработку.

L-index = 0.873543

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model

Power Flow completed in 0.062 s

L-index = 0.882525

Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation

PF solver: Newton-Raphson method

Distributed slack bus model
Power Flow completed in 0.058 s
L-index = 0.893057
Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation
PF solver: Newton-Raphson method
Distributed slack bus model
Power Flow completed in 0.063 s
L-index = 0.904568
Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation
PF solver: Newton-Raphson method
Distributed slack bus model
Power Flow completed in 0.062 s
L-index = 0.919917
Bus names does not match bus number.

Newton-Raphson Method for Power Flow Computation
PF solver: Newton-Raphson method
Distributed slack bus model
Reached maximum number of iteration of NR routine without convergence
Power Flow completed in 0.094 s
Расхождение режима по напряжению.

**Приложение Г. Фрагмент итерационной процедуры обучения алгоритма
CatBoost в ВЭ-СКРМ на обучающей выборке из 800 случайных режимов
схемы СБЭК**

0:	learn: 0.0586399 total: 178ms	remaining: 2m 58s
1:	learn: 0.0504600 total: 181ms	remaining: 1m 30s
2:	learn: 0.0430585 total: 184ms	remaining: 1m
3:	learn: 0.0361678 total: 187ms	remaining: 46.4s
4:	learn: 0.0324905 total: 189ms	remaining: 37.7s
5:	learn: 0.0292426 total: 192ms	remaining: 31.8s
6:	learn: 0.0268104 total: 195ms	remaining: 27.6s
7:	learn: 0.0253654 total: 201ms	remaining: 24.9s
8:	learn: 0.0235174 total: 204ms	remaining: 22.5s
9:	learn: 0.0222893 total: 207ms	remaining: 20.5s
10:	learn: 0.0212545 total: 210ms	remaining: 18.8s
11:	learn: 0.0209317 total: 212ms	remaining: 17.5s
12:	learn: 0.0198546 total: 215ms	remaining: 16.3s
13:	learn: 0.0189972 total: 219ms	remaining: 15.5s
14:	learn: 0.0177581 total: 223ms	remaining: 14.6s
15:	learn: 0.0166566 total: 226ms	remaining: 13.9s
16:	learn: 0.0161408 total: 229ms	remaining: 13.2s
17:	learn: 0.0159143 total: 233ms	remaining: 12.7s
18:	learn: 0.0151202 total: 236ms	remaining: 12.2s
19:	learn: 0.0143253 total: 239ms	remaining: 11.7s
20:	learn: 0.0139766 total: 242ms	remaining: 11.3s
21:	learn: 0.0137526 total: 244ms	remaining: 10.9s
22:	learn: 0.0135911 total: 248ms	remaining: 10.5s
23:	learn: 0.0133644 total: 251ms	remaining: 10.2s
24:	learn: 0.0127782 total: 254ms	remaining: 9.91s
25:	learn: 0.0125727 total: 257ms	remaining: 9.63s
26:	learn: 0.0121180 total: 260ms	remaining: 9.36s
27:	learn: 0.0117683 total: 263ms	remaining: 9.14s
28:	learn: 0.0116928 total: 266ms	remaining: 8.92s
29:	learn: 0.0116222 total: 269ms	remaining: 8.69s
30:	learn: 0.0112276 total: 271ms	remaining: 8.48s
31:	learn: 0.0110129 total: 274ms	remaining: 8.29s
32:	learn: 0.0109589 total: 277ms	remaining: 8.12s
33:	learn: 0.0108587 total: 280ms	remaining: 7.96s
34:	learn: 0.0105664 total: 283ms	remaining: 7.8s
35:	learn: 0.0104144 total: 286ms	remaining: 7.65s
36:	learn: 0.0102091 total: 288ms	remaining: 7.51s
37:	learn: 0.0099507 total: 297ms	remaining: 7.52s
38:	learn: 0.0098993 total: 301ms	remaining: 7.42s
39:	learn: 0.0096092 total: 304ms	remaining: 7.29s
.....		
353:	learn: 0.0013913 total: 1.27s	remaining: 2.33s
354:	learn: 0.0013905 total: 1.28s	remaining: 2.32s
355:	learn: 0.0013892 total: 1.28s	remaining: 2.32s
356:	learn: 0.0013886 total: 1.29s	remaining: 2.32s
357:	learn: 0.0013876 total: 1.29s	remaining: 2.31s
358:	learn: 0.0013864 total: 1.29s	remaining: 2.31s
359:	learn: 0.0013859 total: 1.29s	remaining: 2.3s
360:	learn: 0.0013850 total: 1.3s	remaining: 2.3s
361:	learn: 0.0013842 total: 1.3s	remaining: 2.29s
362:	learn: 0.0013827 total: 1.3s	remaining: 2.29s