

На правах рукописи



КРУПЕНЁВ Дмитрий Сергеевич

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА И
ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ**

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Иркутск – 2026

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

Официальные оппоненты: Коровкин Николай Владимирович

доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», высшая школа высоковольтной энергетики, профессор

Куликов Александр Леонидович

доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», образовательно-научный институт электроэнергетики, кафедра «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника», профессор

Папков Борис Васильевич

доктор технических наук, профессор, Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет», кафедра «Электрификация и автоматизация», профессор

Ведущая организация: Акционерное общество «Россети Научно-технический центр», г. Москва

Защита состоится «26» мая 2026 г. в 09:00 на заседании диссертационного совета 24.1.118.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 355.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИСЭМ СО РАН по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 407 и на сайте <https://isem.irk.ru/dissert2/case/DIS-2026-1/>.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130 на имя учёного секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан «__» _____ 2026 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета 24.1.118.01,
доктор технических наук, доцент

Солодуша Светлана Витальевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В современном мире электроэнергия и электроэнергетические системы (ЭЭС) являются неотъемлемой частью жизни людей, которые постоянно обеспечивают повышающийся уровень их комфорта и безопасности. Современные ЭЭС непрерывно усложняются и укрупняются, организуя крупнейшие инфраструктурные объединения, создаваемые человеком.

Проблема обеспечения надёжности ЭЭС является комплексной и многофакторной. Решения по обеспечению надёжности энергетических систем и их элементов принимаются на всех этапах жизненного цикла ЭЭС (перспективное развитие, планирование работы, оперативное управление). При этом на каждом этапе жизненного цикла решается комплекс задач, направленных на повышение того или иного единичного свойства, формирующих комплексное свойство надёжность, или их совокупность. В практической деятельности для достижения максимального эффекта при управлении надёжностью ЭЭС требуется разработка сбалансированной системы решения задач оценки и обеспечения надёжности на всех временных этапах управления.

В современных условиях функционирования ЭЭС задача обеспечения надёжности приобретает все большую актуальность. Этому свидетельствуют ряд крупных системных аварий, произошедших в мировых энергосистемах за последнее время. Причем интенсивность системных аварий в мировых энергосистемах только нарастает. Это прежде всего связано с такими причинами, как моральное и физическое старение энергетического оборудования, эксплуатируемого в энергосистемах; усложнением структуры и режимов работы энергосистем; увеличением интенсивности негативных погодных явлений; недостатком научных исследований и отставанием внедрения методических и программных разработок для обеспечения надёжности ЭЭС.

Развитие российской и мировой энергетики на современном этапе и в перспективе характеризуется ростом потребления электроэнергии и энергоресурсов, изменениями структуры генерирующих мощностей, усложнением схем электрических сетей, интеграцией новых генерирующих, передающих, преобразующих электроэнергию и хранящих энергию технологий, усовершенствованием технологий управления энергосистемами. Для обеспечения достаточного уровня надёжности таких энергосистем необходимо своевременно разрабатывать математические модели и методы анализа и синтеза надёжности, учитывающие специфику работы создаваемых энергосистем. Современные и будущие энергосистемы характеризуются внедрением цифровых технологий. В настоящее время является актуальной проработка вопросов, связанных с организацией цифровых платформ для управления надёжностью энергосистемами на всех этапах жизненного цикла. На базе таких цифровых платформ следует организовывать процесс сбора и обработки статистической информации о функционировании энергосистемы и использования её в решении задач управления надёжностью.

Итогом применения методического аппарата анализа и синтеза (оценки и оптимизации) системной надёжности ЭЭС является выработка технических решений по обеспечению оптимального или требуемого (заданного) уровня надёжности ЭЭС, которые должны учитываться при перспективном проектировании, планировании работы и оперативном управлении ЭЭС.

Сочетание методических и программных разработок по обеспечению системной надёжности ЭЭС с оптимально организованной и согласованной методологией перспективного проектирования, планирования работы и оперативного управления ЭЭС обеспечит наилучшие решения по обеспечению надёжности электроснабжения потребителей и максимуму экономической выгоды от деятельности, связанной с потреблением электроэнергии.

Степень разработанности темы исследования. Исследованию задач обеспечения надёжности ЭЭС уделяется большое внимание начиная с момента их появления. Наиболее интенсивное исследование этих задач началось при появлении крупных энергосистем, так как процессы, происходящие в таких системах, являются сложными, и требуется их глубокая методическая проработка. Можно отметить, что системный характер такие исследования получили в 60-70-х годах прошлого века. В отечественной практике исследований надёжности систем энергетики наиболее значимый вклад был сделан прежде всего благодаря научной и организационной деятельности академика Юрия Николаевича Руденко. Также в истории отечественных исследований заметный вклад в развитие теоретических и методических подходов обеспечения (в смысле оценки и оптимизации) системной надёжности ЭЭС и надёжности её элементов внесли следующие учёные: Л.А. Мелентьев, В.А. Баринев, В.А. Веников, Г.А. Волков, Н.И. Воропай, Ю.Б. Гук, А.Ф. Дьяков, П.В. Илюшин, В.Г. Китушин, Г.Ф. Ковалёв, Н.В. Коровкин, Л.А. Кошечев, А.Л. Куликов, Ю.Н. Кучеров, Н.А. Манов, И.М. Маркович, М.Ш. Мисриханов, В.В. Могирев, А.Н. Назарычев, В.А. Непомнящий, Н.Л. Новиков, В.П. Обоскалов, Б.В. Папков, М.Н. Розанов, С.С. Рокотян, В.Н. Рябченко, В.А. Савельев, Ф.И. Синьчугов, И.А. Ушаков, Ю.А. Фокин, М.Б. Чельцов, Ю.Я. Чукреев, А.В. Шунтов, В.И. Эдельман.

В настоящей работе среди прочих решаются задачи анализа послеаварийных установившихся режимов, поэтому отдельно следует отметить исследователей, которые внесли существенный вклад в исследования по анализу установившихся режимов ЭЭС и определению матриц чувствительности и труды которых использованы в работе: О.Н. Войтов, А.З. Гамм, И.И. Голуб, Ю.Е. Гуревич, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, Д.Н. Ефимов, В.И. Идельчик, Л.А. Крумм, Н.А. Мельников, А.А. Окин, С.А. Совалов, Х.Ф. Фазылов.

Из зарубежных исследователей, внёсших значительный вклад в исследования системной надёжности и анализа режимов ЭЭС, научные труды которых использовались в настоящей работе, можно выделить следующих: Р. Алан (R. Allan), Р. Биллinton (R. Billinton), Б.М. Бухгольц (B. Buchholz), Пр. Кондур (Pr. Kondur), В. Ли (W. Li), Д.К. Максвелл (J. C. Maxwell), Ш. Сингх (Ch. Singh), З.А. Стычински (Z. Styczynski), Дж. Эндрени (J. Endreni).

В целом можно заключить, что к настоящему времени отечественными и зарубежными исследователями сделаны значительные наработки в области обеспечения различных видов системной надёжности ЭЭС. Ввиду постоянного развития ЭЭС и требований по повышению адекватности решений обеспечения надёжности ЭЭС необходима проработка следующих вопросов:

- расширение методической основы понятия «системная надёжность» в направлении учёта специфики моделирования ЭЭС при решении задач планирования режимов и балансов;
- разработка новых и усовершенствование существующих методов оценки различных видов системной надёжности ЭЭС, адекватно отражающих специфику функционирования ЭЭС на разных временных уровнях управления;
- разработка методов оптимизации и выработки управляющих воздействий для обеспечения необходимого уровня различных видов системной надёжности ЭЭС.

Цель работы: разработка математических моделей и методов анализа и синтеза системной надёжности, направленных на повышение обоснованности принимаемых решений на разных этапах управления надёжностью электроэнергетических систем.

В диссертационной работе для достижения поставленной цели были решены следующие **задачи**:

1. Расширение методической основы понятия «системная надёжность ЭЭС» путём ведения нового вида – «плановая надёжность ЭЭС», предназначенной для решения задач, возникающих при планировании режимов и балансов ЭЭС.

2. Совершенствование методики оценки балансовой надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло в направлении повышения адекватности применяемых математических моделей ЭЭС, а также повышения её вычислительной эффективности.

3. Разработка методов оптимизации балансовой надёжности для решения задачи выбора резервирования генерирующей и сетевой частей при перспективном проектировании развития ЭЭС.

4. Разработка методики оценки плановой надёжности ЭЭС, основанной на последовательном методе Монте-Карло, в основу которой положено моделирование набора случайных процессов функционирования энергосистемы на период планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС.

5. Разработка методов решения задач планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС для формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования и исследования долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и энергетических систем.

6. Разработка методики оценки режимной надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло и методов оценки на основании критерия $N-i$ с использованием матриц чувствительности установившихся режимов ЭЭС.

7. Разработка интегральных и дифференциальных моделей установившихся режимов ЭЭС в векторно-матричном виде в форме балансов мощности в декартовой и полярной системах координат.

8. Разработка математических моделей определения физически реализуемого решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов ЭЭС в форме баланса мощности.

9. Разработка принципов создания цифровых платформ для управления системной надёжностью ЭЭС на основе интеграции вычислительных средств анализа и синтеза всех видов системной надёжности.

Объект исследования. Электроэнергетические системы со сложной структурой и разнообразным составом энергетического оборудования, в том числе с возобновляемыми источниками энергии, системами накопления энергии и сетевыми элементами, обеспечивающими управление их режимными параметрами.

Предмет исследования. Методы оценки и оптимизации системной надёжности на всех временных этапах управления современными электроэнергетическими системами.

Научная новизна проведенных исследований заключается в следующем:

1. Введен новый вид системной надёжности ЭЭС, – «плановая надёжность», что в итоге позволяет решать задачи планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС на более качественном уровне по сравнению с существующим.

2. Повышена адекватность и вычислительная эффективность методики оценки балансовой надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло в направлениях: разработки методов кластеризации ЭЭС на зоны надёжности; использования квазислучайных последовательностей чисел; разработки алгоритма учёта надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции; совершенствования модели минимизации дефицита мощности; применения методов дифференциальной эволюции и машинного обучения для решения задачи минимизации дефицита мощности.

3. Разработаны методы оптимизации балансовой надёжности ЭЭС большой размерности, учитывающие вероятностные факторы и события, влияющие на этот процесс, что обеспечивает более высокую точность при определении оптимального уровня резервирования генерирующей и сетевой частей при перспективном проектировании развития ЭЭС.

4. Разработана методика оценки плановой надёжности ЭЭС, основанная на последовательном методе Монте-Карло, повышающая адекватность показателей системной надёжности (по сравнению с показателями балансовой надёжности ЭЭС), предназначенных для принятия решений на период планирования работы ЭЭС.

5. Разработаны методы решения задач планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС по направлениям: формирование оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования, применение которых позволяет повысить экономическую эффективность и надёжность ЭЭС при выводе энергетического

оборудования в плановые ремонты; исследование долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и энергетических систем, позволяющие повысить эффективность функционирования ЭЭС и минимизировать риски неблагоприятных событий.

6. Предложена методика оценки режимной надёжности ЭЭС, основанная на методе Монте-Карло, повышающая адекватность оцениваемых показателей в виду учёта вероятностных факторов функционирования ЭЭС в оцениваемый момент времени.

7. Предложены новые формы интегральных моделей установившихся режимов ЭЭС в векторно-матричном виде в форме балансов мощности в декартовой и полярной системах координат, повышающие наглядность физического содержания уравнений безотносительно к выбору системы координат и позволяющие проводить их дифференцирование.

8. Разработаны оптимизационные модели определения физически реализуемого решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов ЭЭС в форме баланса мощности, основанный на минимизации суммарных потерь мощности во всех элементах системы.

9. Получены дифференциальные модели установившихся режимов ЭЭС в форме баланса мощности в векторно-матричном виде для получения линейных и нелинейных зависимостей, отражающих влияние изменения мощности в узлах ЭЭС и проводимости линий электропередачи на значения напряжений в узлах ЭЭС.

10. Сформулированы принципы создания цифровых платформ для управления системной надёжностью ЭЭС на основе интеграции вычислительных средств анализа и синтеза всех видов системной надёжности.

Теоретическая значимость работы. Расширены фундаментальные основы области исследования системной надёжности ЭЭС. Предложено понятие плановой надёжности, как нового вида системной надёжности, предназначенное для решения определенного класса задач при планировании работы ЭЭС. Осуществлено развитие и разработка методов анализа и синтеза различных видов системной надёжности, направленных на повышение точности получаемых результатов и ускорение вычислительных процессов. Разработаны принципы создания цифровых платформ управления системной надёжностью ЭЭС.

Практическая значимость работы. Применение методических разработок анализа и синтеза системной надёжности ЭЭС позволяет повысить корректность выработки управляющих воздействий на всех временных этапах управления надёжностью ЭЭС и тем самым повысить надёжность электроснабжения потребителей до оптимального или нормативного уровня при минимально возможных экономических затратах. Результаты диссертационного исследования использовались при разработке «Методических указаний по проектированию развития энергосистем». Результаты диссертационного исследования получили высокую оценку Правительства России и были отмечены Премией Правительства России для молодых ученых за 2023 год.

Методология, методы и средства исследования. Методические разработки, представленные в диссертационной работе, основаны на элементах теории системного анализа, теории вероятностей и математической статистики, теории надёжности, теории математического моделирования технических систем, методах непрерывной и дискретной оптимизации, линейного и нелинейного программирования, теории принятия решений, методах имитационного моделирования, в том числе методе Монте-Карло, методах машинного обучения и др. Компьютерное моделирование и численные эксперименты теоретических разработок были проведены в системе компьютерной алгебры «Maple»; на платформе для программирования «MATLAB»; в программно-вычислительном комплексе «АНАРЭС»; а также в комплексе прикладных программ, предназначенных для оценки системной надёжности электроэнергетических систем, созданных под руководством автора этой работы.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Новое понятие и его определение – «плановая надёжность ЭЭС».
2. Усовершенствованная методика оценки балансовой надёжности ЭЭС.
3. Новые методы определения оптимального уровня резервирования генерирующей и сетевой частей при перспективном проектировании развития ЭЭС.
4. Методика оценки плановой надёжности ЭЭС, основанная на последовательном методе Монте-Карло.
5. Методы определения оптимальных графиков ремонтов энергетического оборудования на основании показателей плановой надёжности ЭЭС.
6. Методика оценки режимной надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло.
7. Интегральные модели установившихся режимов ЭЭС в векторно-матричном виде в форме балансов мощности в декартовой и полярной системах координат.
8. Дифференциальные модели установившихся режимов ЭЭС первого и второго порядков в векторно-матричном виде в форме баланса мощности в декартовой и полярной системах координат.
9. Принципы создания цифровых платформ для управления системной надёжностью ЭЭС.

Обоснование соответствия диссертационной работы паспорту научной специальности.

Основные научные положения и результаты диссертационного исследования соответствуют паспорту специальности 2.4.3. Электроэнергетика по пунктам:

1. Пункту 9 паспорта специальности соответствуют положения 2, 3, 5. В диссертационной работе представлены результаты по разработке и применению методов оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем, которые направлены на формирование оптимальной структуры систем с учётом критерия балансовой надёжности.

2. Пункту 14 паспорта специальности соответствуют положения 7,8. В рамках проведенных исследований разработаны дифференциальные модели электроэнергетических систем, применение которых позволяет ускорить процесс расчета установившихся режимов электроэнергетических систем по сравнению с традиционными методами расчета. Применение разработанных методов расчета установившихся режимов позволяют вырабатывать оптимальные решения по управлению электроэнергетическими системами с целью обеспечения требуемого уровня режимной надёжности.

3. Пункту 15 паспорта специальности соответствуют положения 2,2,5. Для решения задач оптимизации балансовой и плановой надёжности разработаны методы статической оптимизации, которые позволили решать эти задачи для современных электроэнергетических систем, обладающих высокой размерностью и неопределённостью.

4. Пункту 18 паспорта специальности соответствуют положения 1, 2, 4, 6. В рамках диссертационных исследований разработаны методики оценки балансовой, плановой и режимной надёжностей электроэнергетических систем на основании метода Монте-Карло.

5. Пункту 20 паспорта специальности соответствует положение 9. В диссертационной работе представлены результаты по разработке цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем, которые позволяют оптимизировать все информационные потоки при управлении всеми видами системной надёжности. Также для анализа расчетных состояний электроэнергетических систем при оценке балансовой надёжности исследовано применение методов машинного обучения.

Реализация результатов работы. Результаты выполненных диссертационных исследований были представлены в ряде отчетов по проектам фундаментальных исследований СО РАН, выполненных Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева: «Научные основы обеспечения надёжного топливо- и энергоснабжения России и ее регионов при реализации стратегических угроз энергетической безопасности в посткризисный период и до 2030 г.», 2013 г.; «Методические основы учёта фактора надёжности при управлении развитием систем энергетики.», 2013-2016 гг.; «Методические основы учёта фактора надёжности при управлении развитием интеллектуальных энергетических систем», рег. № АААА-А17-117030310450-3, 2017-2020 гг.; «Методические основы и модельно-инструментальные средства исследования проблем энергетической безопасности при формировании вариантов развития ТЭК», АААА-А21-121012090014-5, 2021-2025 гг.

Результаты диссертационной работы использовались при выполнении ряда НИР: «Факторы надёжности и безопасности ИЭС ААС. Общие требования к субъектам электроэнергетики и потребителям в части надёжности. Система показателей надёжности и ответственности за их обеспечение», заказчик - ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2010 г.; «Роль внешних источников электроснабжения в обеспечении устойчивой работы ЕЭС России в штатных режимах и условиях ЧС»,

заказчик – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011 г.; «Разработка концепции обеспечения надёжности в электроэнергетике», заказчики – ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», 2011 г.; «Концепция резервирования величины установленной мощности при планировании работы ЕЭС России», заказчик - Ассоциации «НП Совет рынка», 2011 г.; «Разработка порядка определения величины нормативного резерва генерирующих мощностей в Единой энергетической системе России и изолированных энергосистемах», заказчик - Ассоциации «НП Совет рынка», 2020 г.; «Обосновывающие материалы и основные положения концепции обеспечения энергетической безопасности России на основе надёжности энергоснабжения потребителей», заказчик - АО «Техническая инспекция ЕЭС», 2020 г.; «Разработка методологии и исследование сценариев имплементации возобновляемой и атомно-водородной энергетики в локальные энергетические системы с распределенной генерацией», заказчик - ФГБУН Объединенный институт высоких температур РАН, 2022 г.; «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года», заказчик - Министерство жилищной политики и энергетики Иркутской области, 2023 г.

Результаты диссертационной работы использовались при выполнении работ по ряду грантов: «Математические модели, методы и алгоритмы синтеза балансовой надёжности при планировании развития интеллектуальных электроэнергетических систем для определения оптимального уровня резервирования генерирующей мощности, структуры и пропускной способности электрической сети», РФФИ, 2022 г.; «Выявление и комплексный анализ фундаментальных факторов, определяющих направленность и масштабы трансформации угроз энергетической безопасности в регионах Каспийского бассейна на территории России и Азербайджанской Республики», РФФИ, 2020 г.; «Повышение вычислительной эффективности метода Монте-Карло и его применение для оценки надёжности электроэнергетических систем», РФФИ, 2020 г.; «Разработка методов и алгоритмов анализа и синтеза режимной надёжности электроэнергетических систем в режиме реального времени для предотвращения аварийных ситуаций», РФФИ, 2018 г.; «Разработка методов и моделей для оптимального формирования графиков ремонтов энергетического оборудования при планировании работы современных электроэнергетических систем», РНФ, 2024 г.; «Разработка методов кластеризации электроэнергетических систем при определении показателей балансовой надёжности», РНФ, 2024 г.

Результаты диссертационной работы используются в образовательном процессе ИРНИТУ, в лекционных курсах, читаемых автором: «Надёжность систем электроснабжения», «Специальные вопросы надёжности систем электроснабжения», «Специальные вопросы надёжности электроэнергетических систем», «Анализ электроэнергетических систем», «Распределенная генерация в системах электроснабжения».

Степень достоверности результатов. Достоверность научных исследований подтверждается корректным использованием математических

методов и моделей, воспроизводимостью результатов вычислительных экспериментов, результатами анализа системной надёжности реальных ЭЭС с имеющейся режимно-балансовой ситуацией в них, обсуждением на различных международных и всероссийских конференциях.

Апробация результатов. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих научных мероприятиях: Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики» (2009-2025 гг.); VI International Conference «Mathematical Methods in Reliability» (MMR-2009); International Youth Conference on Energetics (2009, 2013 гг.); Всероссийская молодежная конференция «Системные исследования в энергетике» (2008-2010 гг.); Международная молодёжная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи» (2009, 2014 гг.); Международная конференция «Дискретная оптимизация и исследование операций» (2013 г.); 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (2016 г.); XXVIII конференция Международной ассоциации ТРАВЭК (2018 г.); Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (2019 г.); Конференция Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири по теме: «Планирование и управление электроэнергетическими системами» (2019, 2024 гг.); International Conference «ENERGY-21: Sustainable Development & Smart Management» (2020 г.); International Scientific Electric Power Conference (2021 г.); Всероссийская конференция «9-е Мелентьевские чтения» (2021 г.); Международная научно-техническая конференция «Развитие и повышение надёжности распределительных электрических сетей» (2021-2024 гг.); Международная конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем-2021» (2021 г.); International conference «Energy Systems Research» (2023, 2025 гг.) и др.

Предполагаемые формы внедрения ожидаемых результатов

Часть полученных результатов, представленных в диссертационной работе, уже использовались при выполнении работ по анализу реальных ЭЭС и внедрены в практику управления. В дальнейшем предполагается внедрение результатов работы путём интеграции методических разработок анализа и синтеза системной надёжности в нормативные правовые документы, регламентирующие порядок управления надёжностью ЭЭС, а также внедрение в практику управления реальными ЭЭС программ по расчету и оптимизации системной надёжности.

Публикации. По теме диссертационной работы автором опубликовано 50 научных работ, в том числе 21 – в рецензируемых журналах из Перечня рецензируемых научных изданий ВАК, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора наук по научной специальности 2.4.3. Электроэнергетика (К1, К2), 7 статей в журналах, индексируемых в WoS и Scopus. Получено 5 авторских свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы и семи приложений, среди которых акты о внедрении результатов диссертационного исследования и сканы свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ. Основной текст содержит 470 страниц, в том числе 56 рисунков, 72 таблицы. Список литературы насчитывает 306 наименований.

Личный вклад автора. Все научно-методические и прикладные результаты, представленные в диссертации, получены лично автором или под его научным руководством и при непосредственном участии. Личный вклад: формулировка задач и направлений исследований, расширение понятийного аппарата, разработка методики оценки плановой надёжности, разработка интегральных и дифференциальных моделей установившихся режимов ЭЭС, разработка создания цифровых платформ для управления системной надёжностью. Совместно с к.т.н. Бояркиным Д.А и к.т.н. Якубовским Д.В. были проведены работы по усовершенствованию методики оценки балансовой надёжности ЭЭС, разработке методов оптимизации балансовой надёжности ЭЭС (частично совместно с к.ф.-м.н. Пержабинским С.М.), разработке методов формирования оптимальных графиков ремонтов энергетического оборудования, а также программная реализация разработанных методов. Совместно с к.т.н. Домышевым А.В. разработка методики оценки режимной надёжности ЭЭС.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цели и основные задачи, обозначены объект и предмет исследования, представлены научная новизна и практическая значимость работы, перечислены положения, выносимые на защиту.

В первой главе рассматриваются концептуальные особенности учёта надёжности при проектировании развития, планировании работы и оперативном управлении современных ЭЭС. Проанализированы направления развития и трансформации ЭЭС и сформулированы основные задачи обеспечения надёжности этих систем на разных временных этапах управления. Отмечено, что актуальность задач обеспечения надёжности ЭЭС постоянно возрастает, что вызвано, в первую очередь, технологическим усложнением ЭЭС и существующим комплексом проблем по обеспечению надёжности элементов ЭЭС. К тому же, потребители электроэнергии становятся все требовательнее к поддержанию надёжности электроснабжения. В связи с растущей актуальностью задач обеспечения системной надёжности ЭЭС требуется развитие (совершенствование) методического аппарата анализа и синтеза системной надёжности на всех этапах управления ЭЭС.

Вместе с трансформацией ЭЭС трансформируются и свойства, характеризующие их. Что касается свойства надёжность, то его трансформация

прослеживается в расширении состава единичных свойств. Так в условиях развития цифровых технологий при обеспечении надёжности возрастает значимость «наблюдаемости» ЭЭС, остро встают вопросы «кибербезопасности», усиливается роль «режимной управляемости».

При рассмотрении системной надёжности ЭЭС трансформация обусловлена расширением состава видов системной надёжности. Расширение состава видов системной надёжности направлено на улучшения качества решения задач управления ЭЭС на разных временных этапах. Так можно выделить этап перспективного проектирования развития ЭЭС. Для решения задач обеспечения системной надёжности на этом этапе применяется методический аппарат оценки и оптимизации «балансовой надёжности» ЭЭС. На этапе оперативного управления ЭЭС для решения задач обеспечения системной надёжности используется методический аппарат оценки и оптимизации «режимной надёжности» ЭЭС. В современных условиях обеспечения системной надёжности состав видов целесообразно расширить в направлении добавления еще одного вида системной надёжности, на основании которого на новом качественном уровне возможно решение задач, возникающих при планировании работы (режимов и балансов) ЭЭС. Такой вид системной надёжности назовем «плановая надёжность» ЭЭС. На Рисунке 1 представлена декомпозиция системной надёжности ЭЭС по видам.



Рисунок 1 – Виды системной надёжности ЭЭС

С учётом трансформации ЭЭС и расширением методических основ обеспечения системной надёжности в работе определены направления развития методического аппарата анализа и синтеза всех видов системной надёжности, на основании этого сформулированы задачи, методы решения которых представлены в работе.

Во второй главе рассматриваются задачи совершенствования методики оценки балансовой надёжности ЭЭС. Содержательно эту задачу можно сформулировать следующим образом: для заданных почасовых перспективных графиков потребления мощности зон надёжности (ЗН), состава, технических и надёжностных параметров генерирующего оборудования, состава, технических и надёжностных параметров сетевых элементов, входящих в межзонные связи (МС), необходимо определить показатели балансовой надёжности за расчётный период.

Оценка балансовой надёжности ЭЭС, как правило, проводится для решения ряда задач при перспективном проектировании развития. Общая схема методики

оценки балансовой надёжности ЭЭС включает последовательность следующих вычислительных этапов:

1. *Подготовка исходных данных*, в том числе формирование расчётных моделей ЭЭС и прогнозирование спроса на потребление электроэнергии и мощности.

2. *Формирование случайных состояний ЭЭС* на основании метода статистических испытаний (Монте-Карло).

3. *Анализ случайных состояний ЭЭС*. При анализе состояний определяется дефицит мощности, возникающий у потребителей электроэнергии на основании решения задачи минимизации дефицита мощности ЭЭС.

4. *Вычисление показателей балансовой надёжности ЭЭС*. На основании анализа частоты появления и величины дефицита мощности, определённого на предыдущем этапе, определяется комплекс показателей балансовой надёжности, необходимых для решения последующих задач синтеза балансовой надёжности: вероятность бездефицитной работы, математическое ожидание (м.о.) недоотпуска электроэнергии и др.

При подготовке исходных данных для оценки балансовой надёжности одной из задач является формирование расчётных моделей ЭЭС. Расчётные модели предложено формировать на основании деления ЭЭС на ЗН и МС. Под ЗН понимается часть энергосистемы, внутри которой маловероятны ограничения на передачу мощности при реализации вероятных случайных событий в ЭЭС. Под МС понимается совокупность линий электропередачи между двумя смежными ЗН ЭЭС. Расчётные модели ЭЭС формируются на основании решения задачи кластеризации ЭЭС на ЗН. Содержательно задача кластеризации ЭЭС на ЗН формулируется следующим образом: для известной структуры ЭЭС, характеристик генерирующего оборудования и графиков потребления мощности, ограничений пропускной способности линий электропередачи и их групп (сечений), организационно-экономических условий функционирования ЭЭС необходимо определить границы ЗН для формирования расчётных моделей и дальнейшей оценки балансовой надёжности. Математически задачу кластеризации ЭЭС на ЗН можно сформулировать следующим образом: задано $X = \{x_1, x_2, \dots, x_N\}$ – множество векторов, характеризующих узлы расчётной схемы ЭЭС, заданных в K – мерном пространстве признаков:

$$x^k = \{x_1^k, x_2^k, \dots, x_N^k\}, k = 1, \dots, K. \quad (1)$$

Между узлами расчётной схемы ЭЭС существует функция расстояния (метрика) $\rho(x_i, x_l)$. Следует понимать, что функции расстояния не являются прямым расстоянием между узлами расчётной схемы. Функция расстояния формируется из комплекса рабочих характеристик энергосистемы, учитываемых при кластеризации ЭЭС.

Требуется разбить конечную выборку узлов расчётной схемы X на Z непересекающихся подмножеств:

$$S_z, z = 1, \dots, Z; X = \bigcup_{z=1}^Z S_z; S_i \cap S_j = \emptyset, i, j \in \{1, \dots, Z\}, i \neq j; \quad (2)$$

$$\forall x_k, x_l \in S_z, \rho(x_k, x_l) \leq \rho_{\max}; z = 1, \dots, Z,$$

которые образуют Z зон надёжности таким образом, что каждая ЗН включает узлы, у которых метрика ρ меньше порогового значения ρ_{\max} ; в обратном случае узлы сортируются в разные ЗН.

При этом каждому узлу $x_i \in X$ присваивается номер зоны надёжности z . В рассматриваемом случае число зон надёжности должно стремиться к минимуму. При решении реальных практических задач нужно понимать, что разбиение системы на зоны надёжности условное и зависит от используемых критериев, определяющих метрику ρ .

Для кластеризации ЭЭС на зоны надёжности и формирования расчетных моделей разработан ряд методов:

1. *Формирование расчётных моделей на основании контролируемых сечений.* Экспериментальные исследования предлагаемого метода были проведены на схеме ОЭС Сибири, в результате было определено 18 зон надёжности. Такой метод целесообразно применять для относительно небольших горизонтов рассмотрения (до 6 лет), когда состав контролируемых сечений с высокой долей вероятности изменяется незначительно.

2. *Формирование расчётных моделей на основании экспресс анализа балансовой надёжности.* В качестве экспресс методики оценки балансовой надёжности может выступать методика на основании метода Монте-Карло с сокращением числа анализируемых состояний и проведение оценки только для часа максимума нагрузки ЭЭС. Для схемы ОЭС Сибири было определено 15 зон надёжности. Такой метод кластеризации ЭЭС возможно применять для любых периодов проектирования развития. К недостаткам этого метода можно отнести относительно большие временные затраты на расчет.

3. *Формирование расчётных моделей на основании методов обнаружения сообществ в графах.* Для кластеризации ЭЭС на зоны надёжности использован алгоритм Лейдена, который предназначен для обнаружения сообществ (кластеров) в больших сетях (графах). Такой метод кластеризации ЭЭС возможно применять для любых периодов проектирования развития. Этот метод является быстрым, например, для кластеризации схемы ОЭС Сибири затраченное время составило всего 1,16 с., это говорит о том, что этот метод кластеризации может быть использован в процессе оценки балансовой надёжности при соответственной подготовительной работе с исходными данными. Экспериментальные исследования предлагаемого метода были проведены на схеме ОЭС Сибири, в результате было определено 14 зон надёжности.

Сравнивая предлагаемые методы кластеризации, можно заключить, что результаты кластеризации по всем методам примерно одинаковые, но алгоритм

Лейдена позволяет проводить кластеризацию для любого временного периода за минимальное время.

Одним из основных этапов в методике оценки балансовой надёжности на основании метода Монте-Карло является этап формирования расчетных состояний ЭЭС. Расчетное состояние ЭЭС характеризуется следующими случайными событиями: ограничения в снабжении электростанций первичными энергоресурсами, отказы генерирующих агрегатов, отказы линий электропередачи, нерегулярные колебания нагрузки потребителей. Моделирование одного случайного события (к примеру, отказ генерирующего агрегата или линии электропередачи) (k^m), вероятность которого равна (p^m), происходит при разыгрывании одного случайного числа (s^m) из равномерно распределенного множества на интервале $[0,1]$. Если при этом (s^m) находится в интервале $[0, p^m]$, считается, что событие (k^m) (отказ элемента) наступило, иначе событие (k^m) не наступило:

$$k^m = \begin{cases} 1, \text{ если } s^m \in [0, p^m] \\ 0, \text{ если } s^m \in (p^m, 1] \end{cases}, m = 1, \dots, M, \quad (3)$$

где M - количество расчетных состояний ЭЭС.

Основополагающей вычислительной процедурой при формировании расчетных состояний является генерация случайных чисел, от качества последовательности которых зависит точность и скорость всего процесса оценки. Рассмотрено применение к решаемой задаче генераторов псевдослучайных и квазислучайных последовательностей чисел (ГПСЧ и ГКСЧ соответственно). Среди псевдослучайных последовательностей рассмотрено использование следующих: семейство Вихрь Мерсенна, семейство Xorshift, конгруэнтный генератор с перестановками. Среди квазислучайных: ЛПт(Соболя)-последовательности, последовательности Холтона, последовательности Хаммерсли.

Были проведены различные тесты для определения эффективности ГПСЧ и ГКСЧ при оценке балансовой надёжности ЭЭС. Статистический тест для последовательностей выполнялся с помощью критерия Колмогорова-Смирнова. Результаты, полученные при вычислении критерия, показывают, что квазислучайные числа характеризуются большей равномерностью и соответствию этому закону распределения. Таким образом именно ГКСЧ обеспечивают более высокую скорость сходимости в расчётах методом Монте-Карло. Экспериментальные расчеты генераторов случайных чисел, показали, что применение ГКСЧ позволяет быстрее достичь значения критерия останова при оценке балансовой надёжности, а лучшие вычислительные оценки были получены при применении ЛПт-последовательностей.

На надёжность электроснабжения потребителей всё большее влияние оказывает надёжность снабжения электростанций первичными энергоресурсами. Это обусловлено как широкой интеграцией ВИЭ, так и возрастающими проблемами при снабжении электростанции органическим топливом. Общий подход, разработанный в рамках исследований автора, учёта надёжности поставки

первичных энергоресурсов на электростанции в рамках оценки балансовой надёжности ЭЭС может быть реализован на основании следующего алгоритма:

1. Составление ряда распределения вероятностей работоспособных и неработоспособных состояний электростанций:

$$\prod_{a=1}^A (p_a[X] + q_a[X]) = C_b^a p^{b-a} q^a = 1, a = 1, \dots, A, b = 1, \dots, B, \quad (4)$$

где $p_a[X]$ и $q_a[X]$ – вероятности работоспособного и неработоспособного состояния агрегата (элемента) электростанции; A – количество генерирующих агрегатов на электрической станции; B – количество отказавших генерирующих агрегатов на электрической станции.

Стоит отметить, что формирование (4) зависит от структуры электростанции, которая может включать последовательные и параллельные связи, что в итоге должно учитываться в результирующем ряде распределения вероятностей.

2. Составление рядов распределения вероятностей поставки (интенсивности) первичного энергоресурса на электростанции:

$$p[V_1] + p[V_2] + \dots + p[V_n] = 1, n \in \{1, \dots, N\}, \quad (5)$$

где $p[V_n]$ – вероятность поставки первичного энергоресурса на каждом шаге дискретизации его значений; N – количество интервалов ряда распределения поставки первичного энергоресурса.

3. Преобразование рядов распределения вероятностей поставки первичного энергоресурса в ряды распределения выдачи мощности электростанциями:

$$p[X_1] + p[X_2] + \dots + p[X_n] = 1, n \in \{1, \dots, N\}, \quad (6)$$

где $p[X_n]$ – вероятность значения мощности X_n генерирующего элемента.

4. Формирование интегрального ряда распределения вероятностей выдачи мощности электростанциями с учётом надёжности снабжения первичными энергоресурсами:

$$\prod_{a=1}^A ((p_a[X] + q_a[X]) (p[X_1] + p[X_2] + \dots + p[X_n])) = (p[\bar{X}_1] + p[\bar{X}_2] + \dots + p[\bar{X}_n]) = 1, n \in \{1, \dots, N\}. \quad (7)$$

5. Определение (разыгрывание) значений величины генерирующей мощности на электростанции в рамках методики оценки балансовой надёжности на основании метода Монте-Карло:

$$X_{\text{ЭС}}^m = \begin{cases} \bar{X}_1, \text{ если } s^m \in [0; p[\bar{X}_1]] \\ \bar{X}_2, \text{ если } s^m \in (p[\bar{X}_1]; p[\bar{X}_2]], m = 1, \dots, M, n \in \{1, \dots, N\}. \\ \bar{X}_n, \text{ если } s^m \in (p[\bar{X}_2]; p[\bar{X}_n]] \end{cases} \quad (8)$$

Результаты оценки балансовой надёжности ЭЭС с ВИЭ разных видов и разной мощности с применением разработанного алгоритма учёта надёжности поставок первичных энергоресурсов на электростанции показали, во-первых, работоспособность предлагаемого подхода, во-вторых, соответствие получаемых

показателей балансовой надёжности различной интенсивности первичных энергоресурсов.

Следующим этапом методики оценки балансовой надёжности ЭЭС является этап минимизации дефицита мощности расчетных состояний ЭЭС. Содержательно эта задача формулируется следующим образом: для известных значений работоспособных генераторных мощностей, требуемых уровней нагрузок потребителей в ЗН, пропускных способностей связей электрической сети и коэффициентов потерь мощности ЛЭП в МС необходимо определить оптимальное потокораспределение, соответствующее критерию суммарного минимума дефицита мощности.

Разработана модель минимизации дефицита мощности, в которой учитываются такие факторы, как потери мощности в квадратичной форме при её передаче и сетевые коэффициенты.

Целевая функция решаемой задачи представлена в следующем виде:

$$\min_{y,x,z} \left(\sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - y_i) \right), \quad (9)$$

требуется учесть балансовые ограничения:

$$z_{ij} = \sum_{i=1}^I k_{ij,i} \cdot (x_i - y_i), \quad (10a)$$

$$\sum_{i=1}^I x_i = \sum_{i=1}^I y_i + \sum_{j=1}^J a_{ji} z_{ji}^2, \quad (10б)$$

и ограничения-неравенства на переменные:

$$0 \leq y_i \leq \bar{y}_i, i = 1, \dots, n, \quad (11)$$

$$0 \leq x_i \leq \bar{x}_i, i = 1, \dots, n, \quad (12)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j, \quad (13)$$

$$z_{ij} z_{ji} = 0, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j, \quad (14)$$

где x_i - используемая активная мощность в узле i , МВт; \bar{x}_i - располагаемая активная генерирующая мощность в узле i , МВт; y_i - обеспечиваемая в узле i активная мощность потребителей, МВт; \bar{y}_i - требуемая для обеспечения активная мощность потребителей в узле i , МВт; $k_{ij,i}$ - коэффициент распределения потока активной мощности из i -й зоны в балансирующую зону на связь между ЗН i и j ЭЭС; z_{ij} - поток активной мощности из узла i в узел j , МВт; \bar{z}_{ij} - пропускная способность межзональной связи между узлами i и j , МВт; z_{ji} - поток активной мощности из узла j в узел i , МВт; \bar{z}_{ji} - пропускная способность межзональной связи между узлами j и i , МВт; a_{ji} - коэффициенты удельных потерь активной мощности при ее передаче из узла j в узел i , $j \neq i$, $i = 1, \dots, n$, $j = 1, \dots, n$ (эти коэффициенты вычисляются для каждой ЛЭП и усредняются для ЛЭП, входящих в конкретную межзональную связь).

Для решения задачи минимизации дефицита мощности рассмотрено использование методов машинного обучения в рамках формирования многозадачной регрессионной модели, что повысило вычислительную эффективность решения всей задачи оценки балансовой надёжности ЭЭС. Обобщенная схема этого процесса показана на Рисунке 2.

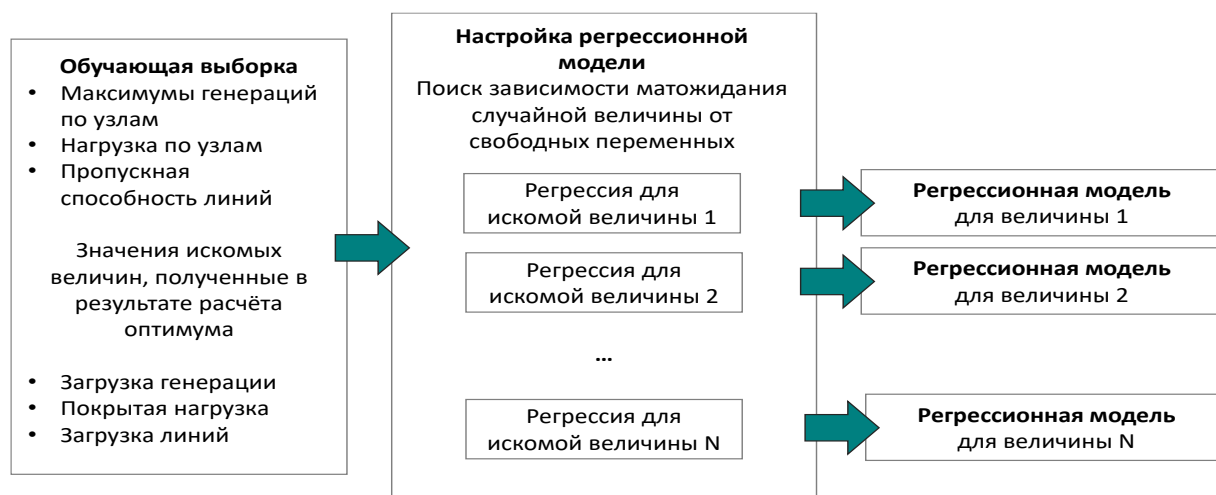


Рисунок 2 – Схема применения многозадачной регрессии для решения задачи минимизации дефицита мощности

Сравнение методов машинного обучения в рамках реализации многозадачной регрессионной модели было проведено на основании числа испытаний и времени расчёта м.о. дефицита мощности одного состояния до достижения критерия останова для схем разной размерности, в Таблице 1 представлены результаты.

Таблица 1 – Число испытаний и время расчёта м.о. дефицита мощности одного режима до достижения критерия останова для схем разной размерности (сек.)

Система	Метод	Линейная регрессия	Метод опорных векторов	Случайный лес	Градиентный бустинг
3-зонная схема	Число испытаний	650	650	850	400
	Время расчёта	1,896	2,118	7,633	1,232
RTS-96 (24 3Н)	Число испытаний	2350	3450	1350	2350
	Время расчёта	11,6	64,44	27,61	12,31
ЕЭС России (более 100 3Н)	Число испытаний	6350	8250	10000	7350
	Время расчёта	146,11	391,83	589,04	180,06

В число наиболее эффективных методов машинного обучения входит линейная регрессия и градиентный бустинг, разница в скорости расчёта между которыми варьируется в пределах от 5 до 35%. Учитывая тот факт, что потребность в повышении вычислительной эффективности в первую очередь возникает при анализе сложных схем, где решение оптимизационной задачи занимает длительное

время, для использования рекомендуется именно линейная регрессия, которая показывает лучшие результаты на схемах большой размерности.

Для полученных методических результатов по направлению оценки балансовой надёжности ЭЭС выполнена их программная реализация с получением свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

В третьей главе рассмотрены методы и средства обеспечения балансовой надёжности ЭЭС. Основное внимание уделено задаче определения оптимальных уровней резервирования генерирующей мощности, структуры и пропускных способностей линий электропередачи при перспективном проектировании развития ЭЭС (задача оптимизации балансовой надёжности ЭЭС).

Основной идеей при обосновании уровней резервирования в ЭЭС является то, что этот уровень должен быть оптимальным по отношению к затратам на повышение надёжности ЭЭС и ущербу, возникающему в случае низкой надёжности ЭЭС.

Рассмотрены две постановки задачи оптимизации балансовой надёжности ЭЭС:

1. Задача минимизации суммы м.о. ущерба от низкого уровня балансовой надёжности и приведенных затрат на развитие энергетической инфраструктуры для повышения уровня балансовой надёжности ЭЭС.

2. Задача минимизации приведенных затрат на развитие энергетической инфраструктуры для повышения уровня балансовой надёжности ЭЭС с учётом достижения заданного значения нормируемого показателя балансовой надёжности.

Для решения второй задачи необходимо знать нормативный уровень показателей балансовой надёжности. В работе предложена методика определения нормативного уровня вероятности бездефицитной работы. В методике рассматриваются следующие аспекты:

- 1) Нормирование на основе экономических оценок.
- 2) Нормирование на основе согласования надёжности технологических звеньев ЭЭС.
- 3) Нормирование на основе экспериментальных исследовательских расчетов.
- 4) Нормирование на основе прошлого опыта.
- 5) Нормирование на основе экспертных оценок.

При определении оптимального уровня надёжности ЭЭС, как отмечено выше, необходимо находить компромисс между затратами на создание резервов и вероятными убытками в случае появления дефицита мощности и недоотпуска электроэнергии. При экономическом обосновании норматива балансовой надёжности можно предложить следующую целевую функцию, которая характеризует состояние между вложениями в резервы ЭЭС и вероятными убытками от дефицита мощности:

$$Capex_R + \sum_{t=1}^T \frac{Opex_{Rt}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{PR_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{SD Det(P_t)(1+g)^{T-t}}{(1+r)^t} \rightarrow \min, \quad (15)$$

где $Capex_R$ – капитальные затраты на создание резервов в ЭЭС, у.е.; $Opex_{Rt}$ – эксплуатационные (операционные) затраты на поддержание работоспособного состояния резервного оборудования, у.е.; PR_t – упущенная прибыль за t -й период,

которая была бы получена в случае производительного использования затрат, у.е.; T – количество лет анализируемого периода (может быть принято 8-10 лет); r – ставка дисконтирования; SD – удельный ущерб в экономике, у.е./кВт·ч; $D_{et}(P)$ – функция недоотпуска электроэнергии в t -й период, зависящая от P_t – вероятность бездефицитной работы ЭЭС в t -й период; g – темп роста экономики.

Для решения задачи определения оптимальной величины резервирования генерирующей и сетевой частей ЭЭС разработан ряд алгоритмов. Первый алгоритм основан на итерационном взаимодействии модели оптимизации структуры и оценки балансовой надёжности ЭЭС, представлен на Рисунке 3.

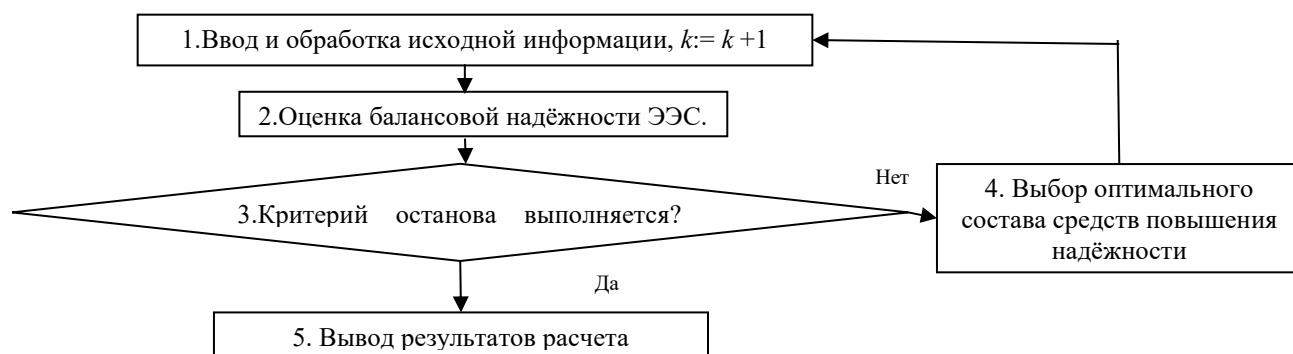


Рисунок 3 – Алгоритм оптимизации балансовой надёжности ЭЭС на основании итерационного взаимодействия модели оптимизации структуры и оценки балансовой надёжности ЭЭС (k – номер итерации алгоритма, $k = 0, 1, \dots$)

На шаге 2 осуществляется оценка балансовой надёжности ЭЭС с принятыми исходными характеристиками электрооборудования и заданными графиками нагрузки потребителей. Расчеты проводятся для определения принятых за норматив показателей надёжности (вероятность безотказной работы, коэффициент обеспеченности потребителей электроэнергией и др.).

На шаге 3 проводится проверка критерия принятия решения.

В случае несоблюдения заданного критерия на шаге 4 определяется состав средств повышения балансовой надёжности ЭЭС (структура дополнительных генерирующих мощностей, увеличение пропускной способности связей и создание новых связей между ЗН ранее не соединёнными) с минимальными затратами путем решения дополнительной задачи оптимизации, причем для запуска решения этой задачи искусственно (по принятому правилу) увеличивается уровень нагрузки в ЗН, в которых критерий не выполняется.

После добавления выбранных средств повышения надёжности к составу генерирующего и сетевого оборудования необходима оценка балансовой надёжности новой структуры ЭЭС, проверка критерия останова. В случае невыполнения критерия переход на шаг 1.

Следующий алгоритм основан на применении двойственных оценок генерирующего и сетевого оборудования, вычисляемых при оценке балансовой надёжности ЭЭС, отражающих степень загрузки генерирующего оборудования в

ЗН и степень загрузки межзонных связей. Алгоритм основан на следующей последовательности действий:

Шаг 1. Оценка балансовой надёжности (исходной) схемы ЭЭС. Для ЗН ЭЭС определяются значения показателей балансовой надёжности и сравниваются с требуемыми (нормируемыми) значениями. При наличии фактических значений показателей балансовой надёжности ниже нормативных осуществляется переход на шаг 2. В противном случае, система признается надёжной, происходит останов алгоритма.

Шаг 2. Анализ математического ожидания двойственных оценок. Формируется множество номеров ЗН и множество номеров связей между ЗН ЭЭС, для которых двойственные оценки приняли значения выше экспертно заданных положительных величин, характеризующие пороговые значения этих оценок.

Шаг 3. Составление списка комбинаций ввода энергетического оборудования. Отбираются все возможные комбинации вариантов ввода генерирующего оборудования в ЗН и сетевого оборудования для связей из отобранных множеств. Формирование списка ввода оборудования проводится по степени увеличения суммарной стоимости, что позволяет произвести останов алгоритма при минимальных затратах на ввод оборудования.

Шаг 4. Оценка балансовой надёжности отобранных комбинаций ввода энергетического оборудования. На данном шаге осуществляется оценка надёжности выбранных на шаге 3 вариантов развития ЭЭС, причем предварительно список всех вариантов ввода формируется по мере роста затрат на ввод энергетического оборудования, и оценка начинается с варианта ввода с наименьшими затратами.

Останов алгоритма. Алгоритм прекращает работу при нахождении варианта развития ЭЭС, для которого все значения определяемых показателей балансовой надёжности выше нормативных, а затраты на ввод резервного энергетического оборудования минимальны.

Следующий метод (алгоритм) оптимизации балансовой надёжности ЭЭС основан на применении алгоритма марковской цепи Монте-Карло. Алгоритм основывается на имитации физического процесса, который происходит при отжиге металлов. При помощи моделирования такого процесса ищется такой набор энергетического оборудования и структура ЭЭС, который соответствует минимуму заданной функции. Решение ищется последовательным вычислением целевой функции для различных вариантов ввода энергетического оборудования. Каждый последующий вариант, «претендует» на то, чтобы лучше предыдущих приближать решение к оптимуму. На каждом шаге алгоритм определяет новую структуру вводов энергооборудования и понижает значение величины (изначально положительной), понимаемой как «температура». Алгоритм останавливается по определению набора вводов (или выводов) энергетического оборудования, которые соответствуют пороговому значению «температуры».

Если сравнить три представленных алгоритма оптимизации балансовой надёжности ЭЭС, можно заключить, что все они решают одну и ту же задачу.

Первый алгоритм отличается от остальных тем, что вспомогательная задача определения оптимальной структуры ЭЭС решается в непрерывном виде, хотя при дальнейшем развитии этого алгоритма возможна постановка и в дискретном виде. Второй и третий алгоритмы решают задачу в дискретном виде, но при применении второго алгоритма могут остаться неучтенные эффективные варианты ввода энергетического оборудования, в то время как при применении третьего алгоритма эта проблема решается.

В четвертой главе рассмотрены задача создания методического аппарата оценки и обеспечения плановой надёжности ЭЭС. Отмечено, что методический аппарат оценки плановой надёжности ЭЭС может быть эффективно использован при учёте надёжности в процессе решения следующих задач: формирование прогнозных балансов электрической энергии и мощности энергосистем; решение задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования; формирование сводных годовых графиков ремонтов и технического обслуживания электроэнергетических объектов и др.

Содержательная постановка задачи оценки плановой надёжности ЭЭС следующая: *для известной структуры ЭЭС на период планирования работы с меняющимся составом генерирующего и сетевого оборудования (по причине ввода/вывода в течение рассматриваемого периода), заданных параметров и надёжностных характеристик энергетического оборудования (определённых по статистическим данным и по результатам прогнозирования), заданного графика почасового потребления мощности и вероятностных характеристик отклонения потребления мощности в узлах системы (нерегулярных колебаний) необходимо определить показатели плановой надёжности, позволяющие принимать рациональные решения при решении последующих задач синтеза плановой надёжности, учитывая случайные процессы поведения энергооборудования, случайный характер поставок топлива на электростанции, случайные колебания потребления электроэнергии, а также корректное потокораспределение мощности.*

Укрупнённая блок-схема алгоритма методики оценки плановой надёжности ЭЭС, основанной на последовательном методе Монте-Карло представлена на Рисунке 4. Алгоритм включает два цикла, причем один (внутренний) (T) цикл является вложением второго (внешнего) (N). На внешнем цикле формируется набор реализаций моделирования случайных процессов функционирования ЭЭС за оцениваемый период (случайные процессы функционирования ЭЭС формируются из случайных процессов функционирования элементов ЭЭС). Размер набора случайных процессов зависит от требуемой точности оценки ($\varepsilon_{\text{норм}}$). На внутреннем цикле алгоритма проводится реализация случайного процесса функционирования ЭЭС за определённый период времени (период планирования работы ЭЭС) с учётом влияющих на надёжность ЭЭС и её элементов факторов. При моделировании случайного процесса функционирования ЭЭС за анализируемый период проводится формирование потока событий, появление которых в тот или иной момент зависит от внутренних и внешних факторов функционирования ЭЭС

и их элементов. Поток событий включает в себя: отказы и восстановления элементов, изменение уровня потребления мощности; заряды и разряды накопителей энергии, а также другие случайные процессы, происходящие в ЭЭС. Поток событий дискретизируется по определённым временным интервалам (это могут быть и минуты, и часы), образуя сечения (случайное состояние ЭЭС). Для каждого сечения оптимизируется режим в зависимости от наличия дефицита активной мощности, если дефицит есть, то по критерию минимума дефицита активной мощности, если нет, по критерию минимума затрат (или расхода топлива) на производство мощности.

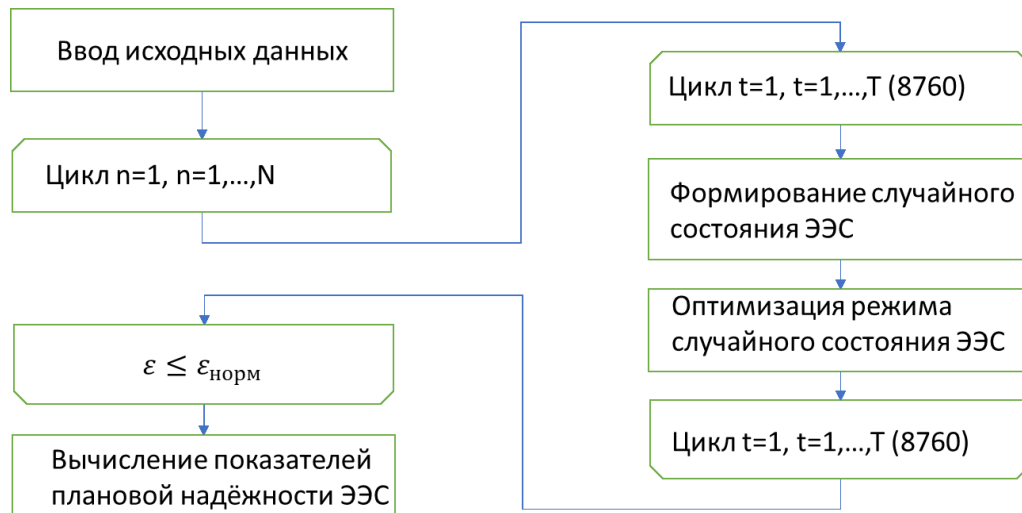


Рисунок 4 – Укрупнённая блок-схема алгоритма методики оценки плановой надёжности ЭЭС, основанной на последовательном методе Монте-Карло

В итоге определяются показатели плановой надёжности ЭЭС, которые по аналогии с показателями других видов системной надёжности, характеризуют как надёжность снабжения электроэнергией и мощностью потребителей, так и надёжность функционирования конкретного энергетического оборудования в составе анализируемой ЭЭС. Таким образом, при оценке плановой надёжности ЭЭС вычисляются следующие основные показатели: вероятность бездефицитной работы, м.о. дефицита мощности, м.о. недоотпуска электроэнергии, вероятность отклонения режимных параметров за допустимые значения, ряды распределения загрузки энергетического оборудования. Номенклатура показателей плановой надёжности может быть расширена при решении конкретных задач при планировании работы ЭЭС.

На основании показателей плановой надёжности ЭЭС предложена методика формирования оптимальных графиков плановых ремонтов энергетического оборудования ЭЭС. Содержательно задачу формирования оптимальных графиков ремонта энергооборудования сформулируем следующим образом: *для известной структуры ЭЭС, технических (в том числе надёжностных) и экономических характеристик энергооборудования, прогнозных данных поведения погодо- и природообусловленных явлений на период планирования работы ЭЭС, известной*

потребности в ремонте генерирующих агрегатов и линий электропередачи необходимо сформировать график проведения ремонтов энергооборудования с обеспечением необходимого уровня надёжности энергосистемы и максимальной экономической эффективности.

Целевую функцию при решении задачи формирования графиков ремонтов энергооборудования запишем следующим образом:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I E_{t,i} \xrightarrow{\Delta x_j} \min, \quad (16)$$

$$\sum_{j=1}^J \Delta x_j \tau_j y_j \leq W, \quad (17)$$

$$\Delta x_j \in G \quad (18)$$

$$y_j \in \{0,1\}, j = 1, \dots, J, \quad (19)$$

$$P\{R_i(\Delta x, \xi) \geq R_i^{\text{норм}}\} \geq \alpha_i, i = 1, \dots, I, < \alpha_i < 1, \quad (20)$$

где $E_{t,i}$ – значение м.о. недоотпуска электроэнергии в узлах ЭЭС в расчётных интервалах, МВт·ч; T – количество рассматриваемых подпериодов (сутки, недели, месяцы); I – количество узлов ЭЭС; Δx_j – рабочая характеристика (мощность, пропускная способность) энергетического оборудования, выводимого в плановый ремонт, МВт; W – объем плановых ремонтов всех видов, МВт·ч; G – множество вариантов вывода из работы энергетического оборудования для выполнения плановых ремонтов в узле i ; R_i – фактическое значение показателя плановой надёжности; $R_i^{\text{норм}}$ – нормируемое значение показателя плановой надёжности; ξ – случайная составляющая, отражающая вероятностную основу оценки плановой надёжности.

Для решения задачи формирования оптимальных графиков ремонта энергооборудования при планировании работы ЭЭС разработаны две методики. Первая основывается на непосредственном использовании показателей плановой надёжности ЭЭС и представляет последовательность следующих этапов:

1. Формирование состава генерирующих агрегатов, для которых необходимо проведение планового ремонта на период планирования работы ЭЭС.

2. Ранжирование генерирующих агрегатов, предназначенных для вывода в плановый ремонт по критерию k_i – относительный вес агрегата, который может быть определён следующим образом:

$$k_i = P_i t_{ri}, i = 1, \dots, n, \quad (21)$$

где P_i – установленная мощность i -го агрегата, МВт; t_{ri} – время на проведение планового ремонта i -го агрегата, сут.

3. Оценка плановой надёжности исходного варианта ЭЭС на период планирования работы, без вывода из работы энергетического оборудования, отобранного для проведения плановых ремонтов.

4. Анализ значений контролируемого показателя плановой надёжности в каждые сутки расчетного периода и в каждой зоне надёжности ЭЭС на предмет соответствия нормативу (в качестве контролируемого показателя может выступать любой показатель плановой надёжности, для которого существует принятое нормативное значение). Выявление последовательности суток с наименьшим интегральным значение за рассматриваемый период суммы м.о. недоотпуска электроэнергии для ЭЭС и потребления электроэнергии, последовательность суток должна быть равной количеству суток, которые требуются для ремонта генерирующего агрегата.

5. Оценка плановой надёжности ЭЭС с учётом вывода из работы для ремонта отобранного генерирующего агрегата.

6. Повторение третьего и четвёртого этапов методики происходит до тех пор, пока не будут учтены все генерирующие агрегаты, требующие ремонта, либо не нарушится ограничение, контролирующее нормативный уровень надёжности.

Во второй методике используется адаптированный алгоритм марковской цепи Монте-Карло. На Рисунке 5 представлена схема реализации алгоритма для решения задачи формирования графика ремонтов энергетического оборудования.

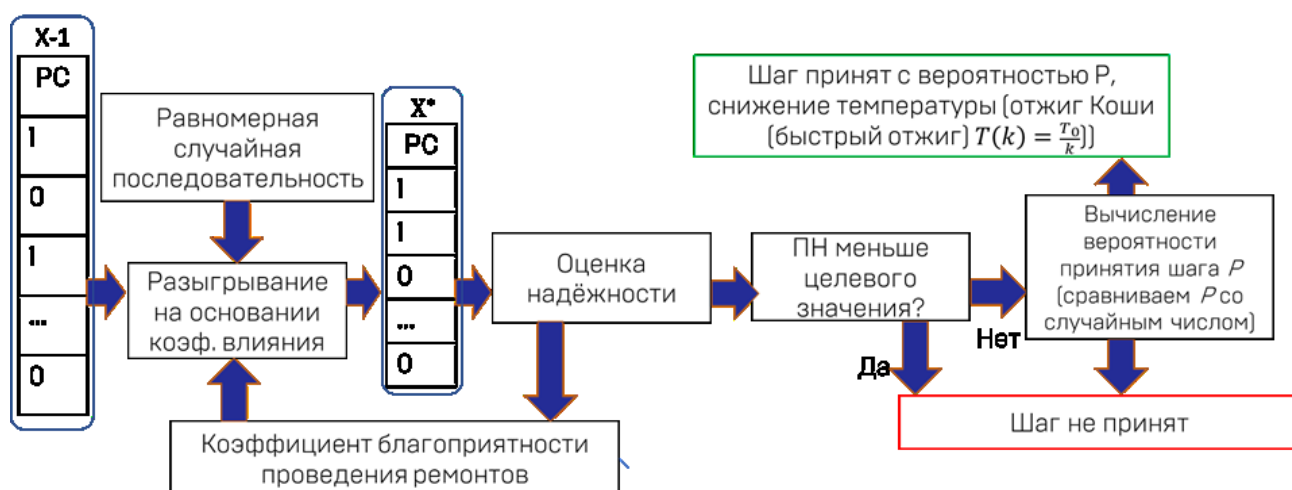


Рисунок 5 – Схема реализации алгоритма марковской цепи Монте-Карло для решения задачи формирования графика ремонтов энергетического оборудования

Если сравнить эти методики, то можно заключить, что первая является более простой и не имеет математической строгости, в то время как вторая может гарантировать достижения поставленной цели.

Ещё одной рассмотренной задачей, решаемой на основании показателей плановой надёжности, является задача исследования режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных систем (ВХС) и ЭЭС. Предложена методика совместного моделирования ВХС и ЭЭС. Подобное моделирование необходимо для решения многих задач планирования работы ЭЭС, в которых имеется значительная доля ГЭС, например, для оценки вероятности или риска холостых сбросов на период планирования работы ЭЭС (этот показатель плановой надёжности дополняет список показателей представленный выше). В дальнейшем

опираясь на эту оценку возможно минимизировать такую вероятность. В общем виде методика включает три основных этапа:

1. Моделирование долгосрочных сценариев притоков воды в водохранилища ГЭС;

2. Моделирование режимов ГЭС и каскадов ГЭС с учётом ограничений водопользования, накладываемых всеми заинтересованными субъектами: службы коммунального хозяйства, МЧС, энергетические компании;

3. Оценка плановой надёжности ЭЭС с предварительным прогнозированием показателей надёжности и других параметров электрооборудования, а также графиков потребления мощности и с учётом ограничений на режимы работы ГЭС и каскадов ГЭС.

В качестве приложения методики моделирования взаимосвязанной работы ВХС и ЭЭС рассмотрена задача оценки рисков холостых сбросов на ГЭС Ангара-Енисейского каскада (АЕК) на уровне 2021 года. Результаты такого моделирования совпали с реальной сложившейся ситуацией в 2021 году в ОЭС Сибири, когда наблюдались холостые сбросы на ГЭС АЕК.

В пятой главе рассмотрены методы анализа и поставлена задача оптимизации режимной надёжности ЭЭС. Рассмотрены вопросы оценки так называемой статической режимной надёжности ЭЭС. Для оценки режимной надёжности ЭЭС разработана методика на основании метода Монте-Карло. Методика оценки режимной надёжности соотносится с методиками оценки балансовой и плановой надёжностей и состоит из следующих основных вычислительных этапов: сбор и обработка исходных данных; формирование расчетных состояний ЭЭС; анализ режимов расчетных состояний ЭЭС; вычисление показателей режимной надёжности ЭЭС.

Основное внимание в пятой главе уделено вопросам анализа послеаварийных установившихся режимов (УР) ЭЭС по причине отказов генерирующего и сетевого оборудования. Такой анализ предложено проводить на основании матриц чувствительности УР ЭЭС.

Задача анализа УР ЭЭС рассматривается в форме уравнений баланса мощностей в векторно-матричном виде. При анализе УР ЭЭС используется интегральное уравнение, представленное в декартовой системе координат:

$$\bar{\mathbf{S}} = \bar{\mathbf{U}} \mathbf{Y}_N \mathbf{U}, \quad (22)$$

где $\bar{\mathbf{S}}$ – $n \times 1$ комплексно-сопряжённый вектор значений полной мощности в n узлах ЭЭС; $\bar{\mathbf{U}}$ – $n \times n$ диагональная комплексно-сопряжённая матрица к диагональной матрице $\tilde{\mathbf{U}}$; \mathbf{Y}_N – $n \times n$ комплекснозначная матрица узловых проводимостей; \mathbf{U} – $n \times 1$ комплекснозначный вектор напряжений в узлах ЭЭС.

Векторно-матричное представление математических моделей ЭЭС в рассматриваемом случае преследует две цели: лучшее понимание физического содержания уравнений безотносительно к выбору системы координат; лучшие вычислительные качества итогового результата.

Интегральную модель (22) можно представить в иной форме с выделением в правой части векторов напряжения:

$$\bar{\mathbf{S}} = sbd(\mathbf{Y}_N) \bar{\mathbf{U}} \otimes \mathbf{U}, \quad (23)$$

где $sbd(\mathbf{Y}_N) - n \times n^2$ ступенчатая блочно-диагональная матрица, сформированная

$$\text{следующим образом, } sbd(\mathbf{Y}_N) = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{N1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{Y}_{N2} & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{Y}_{Nn} \end{bmatrix} \mathbf{Y}_{N1}, \mathbf{Y}_{N2}, \mathbf{Y}_{Nn} - \text{соответствующие}$$

строки матрицы \mathbf{Y}_N .

Интегральную модель УР ЭЭС (22) и (23) в полярной системе координат представим в следующем виде:

$$\bar{\mathbf{S}} = dg(\mathbf{Y}_N \tilde{\mathbf{V}} e^{j\Theta}) \mathbf{V}, \quad (24)$$

где $\tilde{\mathbf{V}}$ - $n \times n$ диагональная матрица с элементами на диагонали, равными модулю напряжения в соответствующих узлах ЭЭС; dg - оператор выборки диагональных элементов произвольной квадратной матрицы, $dg(\mathbf{A}) = diag(a_{11}, a_{22}, \dots, a_{nn})$;

$$\Theta = \begin{bmatrix} \Theta_{11} & \dots & \Theta_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \Theta_{n1} & \dots & \Theta_{nn} \end{bmatrix} - \text{матричная функция, отображающая вектор } \delta,$$

принадлежащий \mathbb{R}^n в матрицу из $\mathbb{R}^{n \times n}$; Θ является матрицей разности фазовых

$$\text{углов, } \Theta_{ij} = \begin{cases} \delta_i - \delta_j, i \in N(j) \\ 0, i \notin N(j) \end{cases}; e^{j\Theta} - \text{матричная функция, которую в дальнейшем}$$

будем называть **матричной экспонентой**, отображает матрицу Θ , размера $n \times n$ в матрицу из $\mathbb{C}^{n \times n}$:

$$e^{j\Theta} = \begin{bmatrix} 1 & \cos\Theta_{12} + j\sin\Theta_{12} & \dots & \cos\Theta_{1n} + j\sin\Theta_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \cos\Theta_{n1} + j\sin\Theta_{n1} & \cos\Theta_{n2} + j\sin\Theta_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix}, \quad \text{для}$$

несмежных узлов i и j , ij - элемент матричной экспоненты равен 0; $\mathbf{V} - n \times 1$ вектор, компоненты которого являются модулями напряжения в узлах ЭЭС.

Матрицу Θ можно записать в аналитическом виде: $\Theta = \tilde{\delta} \mathbf{A} \mathbf{A}^T - \mathbf{A} \mathbf{A}^T \tilde{\delta}$, где: \mathbf{A} и $\mathbf{A}^T - n \times t$ матрица инцидентности графа исследуемой ЭЭС и $t \times n$ транспонированная матрица, соответственно.

Запишем выражения для определения потоков мощности в начале (исходящие, $\underline{\mathbf{S}}^H$) и в конце ветви (входящие, $\underline{\mathbf{S}}^K$) в векторно-матричном виде:

$$\underline{\mathbf{S}}^H = (\mathbf{A}^+)^T \mathbf{U} \tilde{\mathbf{Y}} \mathbf{A}^T \bar{\mathbf{U}} - j \tilde{\mathbf{b}} \mathbf{A}^T \bar{\mathbf{U}} \mathbf{U}, \quad (25)$$

$$\underline{\mathbf{S}}^K = (\mathbf{A}^-)^T \mathbf{U} \tilde{\mathbf{Y}} \mathbf{A}^T \bar{\mathbf{U}} + j \tilde{\mathbf{b}} \mathbf{A}^T \bar{\mathbf{U}} \mathbf{U}, \quad (26)$$

где $\mathbf{A}^+ - n \times t$ матрица инцидентности начальных узлов и исходящих ветвей (все элементы либо 0, либо 1); $\mathbf{A}^- - n \times t$ матрица инцидентности конечных узлов и входящих ветвей (все элементы либо 0, либо -1); $\tilde{\mathbf{b}}$ - диагональная матрица порядка t , на диагонали которой стоят половины поперечных ёмкостных проводимостей соответствующих ветвей.

В интегральных моделях (22) и (23) присутствуют комплексно-сопряженные величины. Это не позволяет проводить их дифференцирование, так как не соблюдаются условия Коши-Римана. Для использования этих моделей необходимо

выполнить их декомплексификацию. После декомплексификации система уравнений на основании (22) не содержит комплексно-сопряжённых величин и может быть продифференцирована:

$$\mathbf{P} = \tilde{\mathbf{U}}_a \mathbf{G}_N \mathbf{U}_a - \tilde{\mathbf{U}}_a \mathbf{B}_N \mathbf{U}_r + \tilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{G}_N \mathbf{U}_r + \tilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{B}_N \mathbf{U}_a, \quad (27)$$

$$\mathbf{Q} = \tilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{G}_N \mathbf{U}_a - \tilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{B}_N \mathbf{U}_r - \tilde{\mathbf{U}}_a \mathbf{G}_N \mathbf{U}_r - \tilde{\mathbf{U}}_a \mathbf{B}_N \mathbf{U}_a. \quad (28)$$

где $\mathbf{U}_a, \mathbf{U}_r - n \times 1$ векторы, компоненты которых – активные и реактивные составляющие (далее: активные и реактивные) напряжения в узлах ЭЭС; $\tilde{\mathbf{U}}_a, \tilde{\mathbf{U}}_r - n \times n$ диагональные матрицы, диагональные элементы которых соответствуют компонентам векторов $\mathbf{U}_a, \mathbf{U}_r$; $\mathbf{G}_N, \mathbf{B}_N - n \times n$ матрицы узловых активных и реактивных проводимостей.

Если при анализе УР ЭЭС присутствуют PV узлы, то из системы (27), (28) удаляются все уравнения (28), соответствующие PV узлам. В PV узлах заданным является модуль напряжения, в то время как реактивная мощность в этом узле является искомой переменной. Чтобы получить решение, необходимо к усечённой системе (27), (28) добавить дополнительные уравнение для PV узлов:

$$\tilde{\mathbf{U}}_a^{(6)} \mathbf{U}_a^{(6)} + \tilde{\mathbf{U}}_r^{(6)} \mathbf{U}_r^{(6)} = \tilde{\mathbf{V}}^{(6)} \mathbf{V}^{(6)}, \quad (29)$$

где $\tilde{\mathbf{U}}_a^{(6)}, \tilde{\mathbf{U}}_r^{(6)}, \tilde{\mathbf{V}}^{(6)} - n_1 \times n_1$ диагональные матрицы, на диагонали которых расположены значения активных, реактивных и модулей напряжений в балансирующих узлах, где n_1 – число балансирующих узлов; $\mathbf{U}_a^{(6)}, \mathbf{U}_r^{(6)}, \mathbf{V}^{(6)} - n_1 \times 1$ векторы, компоненты которых активные, реактивные и модули напряжения в узлах ЭЭС.

В полярной системе координат интегральная модель УР ЭЭС в декомплексифицированном виде представляет:

$$\mathbf{P} = dg(\mathbf{G}_N \tilde{\mathbf{V}} \cos \Theta - \mathbf{B}_N \tilde{\mathbf{V}} \sin \Theta) \mathbf{V}, \quad (30)$$

$$\mathbf{Q} = -dg(\mathbf{G}_N \tilde{\mathbf{V}} \sin \Theta + \mathbf{B}_N \tilde{\mathbf{V}} \cos \Theta) \mathbf{V} = -dg(\mathbf{G}_N \tilde{\mathbf{V}} \cos(\Theta + \frac{\pi}{2}) + \mathbf{B}_N \tilde{\mathbf{V}} \sin(\Theta + \frac{\pi}{2})) \mathbf{V}, \quad (31)$$

где $\cos \Theta = \begin{bmatrix} 1 & \cos \Theta_{12} & \dots & \cos \Theta_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \cos \Theta_{n1} & \cos \Theta_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix}$; $\sin \Theta = \begin{bmatrix} 0 & \sin \Theta_{12} & \dots & \sin \Theta_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sin \Theta_{n1} & \sin \Theta_{n2} & \dots & 0 \end{bmatrix}$;
 $\cos \Theta_{ij} = \begin{cases} \cos(\delta_i - \delta_j), i \in N(j) \\ 0, i \notin N(j) \end{cases}, \sin \Theta_{ij} = \begin{cases} \sin(\delta_i - \delta_j), i \in N(j) \\ 0, i \notin N(j) \end{cases}$.

Сомножители в уравнениях (30), (31) можно представить с использованием скалярных произведений:

$$\begin{aligned} dg(\mathbf{G}_N \tilde{\mathbf{V}} \cos \Theta) &= \begin{bmatrix} \langle \mathbf{G}_{N1}, \tilde{\mathbf{V}} \cos \Theta^1 \rangle & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \langle \mathbf{G}_{Nn}, \tilde{\mathbf{V}} \cos \Theta^n \rangle \end{bmatrix} \\ &= \text{diag}(\langle \mathbf{G}_{N1}, \tilde{\mathbf{V}} \cos \Theta^1 \rangle, \dots, \langle \mathbf{G}_{Nn}, \tilde{\mathbf{V}} \cos \Theta^n \rangle) \end{aligned} \quad (32)$$

и

$$dg(\mathbf{B}_N \tilde{\mathbf{V}} \sin \Theta) = \begin{bmatrix} \langle \mathbf{B}_{N1}, \tilde{\mathbf{V}} \sin \Theta^1 \rangle & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \langle \mathbf{B}_{Nn}, \tilde{\mathbf{V}} \sin \Theta^n \rangle \end{bmatrix} = \text{diag}(\langle \mathbf{B}_{N1}, \tilde{\mathbf{V}} \sin \Theta^1 \rangle, \dots, \langle \mathbf{B}_{Nn}, \tilde{\mathbf{V}} \sin \Theta^n \rangle), \quad (33)$$

где \mathbf{G}_{N1} , \mathbf{B}_{N1} – первые строки матриц \mathbf{G}_N и \mathbf{B}_N , соответственно; $\cos \Theta^1$ и $\sin \Theta^1$ – первый столбец матриц $\cos \Theta$ и $\sin \Theta$, соответственно; для остальных диагональных элементов аналогично.

При решении систем уравнений, сформированных на основании интегральных моделей УР ЭЭС в форме баланса мощности, возникает множественность решений, хотя на практике при управлении ЭЭС УР является единственным, физически реализуемым в конкретный момент времени. Для решения задачи определения единственного физически реализуемого режима было сформулировано *предположение* и сделана постановка задачи определения единственного физически реализуемого решения.

Предположение: Для любой ЭЭС напряжение в узлах устанавливается таким образом, что суммарные потери мощности при её передаче в проводниках будут минимальны; при этом должны выполняться закон Ома и аналог первого закона Кирхгофа для узловых мощностей и второй закон Кирхгофа.

Из сформулированного предположения вытекают следующие следствия:

Следствие 1. Сумма полных мощностей в базисных и балансирующих узлах будет минимальна в физически реализуемом решении.

Следствие 2. Для задачи на основе модели (27)-(29) количество возможных решений, удовлетворяющих критерию $\mathbf{U}_a > \mathbf{0}$, будет не менее двух (количество решений зависит от размерности задачи и «тяжести» режима), а для модели (30)-(31) будет не менее двух, удовлетворяющих критерию $\mathbf{V} > \mathbf{0}$.

Следствие 3. Суммарные потери напряжения во всех ЛЭП будут минимальны в физически реализуемом решении.

Следствие 4. Потеря напряжения в любой ЛЭП будет минимальной в физически реализуемом решении.

Для напряжений в декартовой системе координат задачу определения единственного физически реализуемого решения УР ЭЭС можно записать следующим образом:

$$\|\widetilde{\mathbf{A}^T \mathbf{U} \tilde{\mathbf{Y}} \mathbf{A}^T \mathbf{U}}\| \rightarrow \min_{\mathbf{U}} \quad (34)$$

$$\bar{\mathbf{S}} = \tilde{\mathbf{U}} \mathbf{Y}_N \mathbf{U}, \quad (35)$$

$$U_{a,b,i}^2 + U_{r,b,i}^2 = V_{b,i}^2, i \in I, \quad (36)$$

$$\mathbf{U}_{a,min} \leq \mathbf{U}_a \leq \mathbf{U}_{a,max}, \quad (37)$$

$$\mathbf{U}_{r,min} \leq \mathbf{U}_r \leq \mathbf{U}_{r,max} \quad (38)$$

$$|P_b| < P_{orp}, \quad (39)$$

$$\underline{Q_{orp,i}} \leq Q_{b,i} < \overline{Q_{orp,i}}, i \in I, \quad (40)$$

где $\tilde{\mathbf{Y}}$ – $m \times m$ диагональная комплекснозначная матрица с соответствующими значениями проводимостей ЛЭП на диагонали; $V_{b,i}$ – заданные значения модулей

напряжения в базисном и балансирующих узлах; I – множество из базисного и балансирующих узлов; $U_{a,min}, U_{a,max}$ – $(n - 1) \times 1$ векторы максимальных и минимальных значений активных напряжений в узлах ЭЭС; $U_{r,min}, U_{r,max}$ – $(n - 1) \times 1$ векторы максимальных и минимальных значений реактивных напряжений в узлах ЭЭС; P_b – искомая активная мощность в базисном узле, ограниченная возможностями установленных генераторов в этом узле ($P_{огр}$); $Q_{b,i}$ – искомая реактивная мощность в узле i ; $\underline{Q_{огр,i}}, \overline{Q_{огр,i}}$ – нижняя и верхняя границы реактивной мощности в узле i . Искомый вектор задачи оптимизации: $(U_1, \dots, U_{n-1}, P_b, Q_{b,1}, \dots, Q_{b,|I|}) \in \mathbb{C}^{n-1} \times \mathbb{R}^1 \times \mathbb{R}^{|I|}$, $|I|$ – число элементов множества I .

Важным инструментом анализа УР ЭЭС являются их дифференциальные модели, на основании которых возможно получить матрицы чувствительности. Матрица чувствительности – это матрица, элементы которой являются коэффициентами, отражающими изменение одних режимных параметров от других. Матрицы чувствительности возможно использовать в ряде направлений дальнейшего анализа и синтеза ЭЭС, например:

- определение режимных параметров послеаварийных установившихся режимов ЭЭС;
- определение набора управляющих воздействий в ЭЭС для обеспечения заданных критериев функционирования;
- оценка режимной надёжности ЭЭС с непосредственным прямым использованием матриц чувствительности;
- анализ статической устойчивости ЭЭС.

Для отражения зависимости изменения напряжения от изменения мощности в узлах ЭЭС, на основании которой возможно моделирование отказов генераторов и колебания нагрузки, определена соответствующая дифференциальная модель (при этом зафиксирован один сомножитель в точке решения ($\tilde{\bar{U}}_0$)) на основании (22):

$$dU_{\bar{S}} = (\tilde{\bar{U}}_0 Y_N)^{-1} d\bar{S}, \quad (41)$$

где $\frac{dU_{\bar{S}}}{d\bar{S}} = (\tilde{\bar{U}}_0 Y_N)^{-1}$ – $(n - 1 \times n - 1)$ – матрица чувствительности первого порядка, отражающая зависимость изменения напряжения от изменения мощности в узлах ЭЭС.

Стоит отметить, что, как указано выше, интегральная модель УР ЭЭС (22) содержит комплексно-сопряжённые величины, что не позволяет проводить дифференцирование такой модели, но теоретический анализ и многочисленные экспериментальные исследования (22) позволили сформулировать правила для такого дифференцирования, что в итоге привело к (41).

Применяя (41), искомый вектор значений напряжения в послеаварийных УР ЭЭС будет определён следующим образом

$$U \approx U_0 + dU_{\bar{S}}. \quad (42)$$

Выражение (42), по сути, является реализацией применения метода Эйлера при решении обыкновенных дифференциальных уравнений. Матрица

чувствительности $\frac{dU_{\bar{S}}}{d\bar{S}} = (\tilde{\bar{U}}_0 Y_N)^{-1}$ представляет собой задачу Коши (задача с начальными условиями). Рекуррентная формула в рассматриваемом случае будет выглядеть следующим образом:

$$U^{n+1} \approx U^n + (\tilde{\bar{U}}_0 Y_N)^{-1} d\bar{S}^n, \quad (43)$$

где U^{n+1} - $(n - 1 \times 1)$ – вектор значений выходного параметра на шаге $n + 1$ (искомый вектор); U^n - $n \times 1$ вектор – значение выходного параметра на шаге n (известный вектор); $d\bar{S}^n$ – величина шага.

Для представления зависимости изменения напряжения в узлах от изменения проводимости ЛЭП, на основании которой возможно моделирование отказов ЛЭП и изменение их проводимости по разным причинам, определена соответствующая дифференциальная модель:

$$dU_Y = -Y_N^{-1} A A^T \bar{U}_0 dY, \quad (44)$$

где $\frac{dU_Y}{dY} = -Y_N^{-1} A A^T \bar{U}_0$ – $n \times m$ матрица чувствительности первого порядка, отражающая зависимость изменения напряжений в узлах ЭЭС от изменения проводимостей ЛЭП.

В итоге искомый вектор напряжения будет определён следующим образом

$$U \approx U_0 + dU_Y. \quad (45)$$

Для интегральной модели (27), (28) определены матрицы чувствительности изменения активной и реактивной мощностей в узлах ЭЭС от изменения активных и реактивных напряжений:

$$\frac{\partial P^*}{\partial U_a} = \tilde{U}_a G_N + \tilde{U}_r B_N, \quad (46)$$

$$\frac{\partial P^*}{\partial U_r} = \tilde{U}_r G_N - \tilde{U}_a B_N, \quad (47)$$

$$\frac{\partial Q^*}{\partial U_a} = \tilde{U}_r G_N - \tilde{U}_a B_N, \quad (48)$$

$$\frac{\partial Q^*}{\partial U_r} = -\tilde{U}_a G_N - \tilde{U}_r B_N. \quad (49)$$

Из (46)-(49) можно сформировать матрицу Якоби (\mathfrak{J}^*):

$$\mathfrak{J}^* = \begin{bmatrix} \frac{\partial P^*}{\partial U_a} & \frac{\partial P^*}{\partial U_r} \\ \frac{\partial Q^*}{\partial U_a} & \frac{\partial Q^*}{\partial U_r} \end{bmatrix}. \quad (50)$$

Так как матрица \mathfrak{J}^* в точке решения является невырожденной (что подтверждают проведенные исследования), то можно перейти к определению вектора приращений напряжения при заданных составляющих вектора приращения мощностей:

$$\begin{bmatrix} dU_a \\ dU_r \end{bmatrix} = (\mathfrak{J}^*)^{-1} \begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix}. \quad (51)$$

Применение (51) даёт такие же результаты, как и (41).

Повышение точности анализа УР ЭЭС с использованием дифференциальных моделей возможно на основании применения дифференциальных моделей второго порядка и соответствующих матриц Гессе. Считая, что отображение обладает

необходимыми свойствами, можно в общем виде записать часть разложения в ряд Тейлора для исследуемой функции и в дальнейшем использовать его для аппроксимации анализируемых функций при анализе режимов ЭЭС:

$$\mathbf{U} \approx \mathbf{U}_0 + d\mathbf{U} + 0,5d^2\mathbf{U}, \quad (52)$$

где $d^2\mathbf{U}$ – дифференциал второго порядка.

Дифференциальные модели второго порядка УР ЭЭС в декартовой системе координат, отражающие зависимость изменения напряжения в узлах от изменения мощности, можно представить в следующем виде:

$$d^2\mathbf{U}_{\bar{S}} = -(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-2}d\tilde{\mathbf{S}}\bar{\mathbf{Y}}_N(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-1}d\bar{\mathbf{S}}. \quad (53)$$

Выделить матрицу чувствительности второго порядка, отражающую изменение напряжений в узлах ЭЭС при изменении мощностей из (53) не представляется возможным, так как функция $\mathbf{U}(\mathbf{S})$ неявная.

Дифференциальные модели второго порядка УР ЭЭС в декартовой системе координат, отражающие зависимость изменения напряжения в узлах от изменения проводимости линий электропередачи, можно представить в следующем виде:

$$d^2\mathbf{U}_Y = -\mathbf{Y}_N^{-1}\mathbf{A}d\tilde{\mathbf{Y}}\mathbf{A}^T\mathbf{Y}_N^{-1}\mathbf{A}\bar{\mathbf{A}}^T\bar{\mathbf{U}}_0d\mathbf{Y}. \quad (54)$$

Были проведены многочисленные вычислительные эксперименты с применением полученных дифференциальных моделей для анализа послеаварийных УР ЭЭС. Стоит отметить, что результаты этих экспериментов показали как качественное, так и количественное совпадение с результатами анализа режимов полученные в программном комплексе «АНАРЭС». Для примера на Рисунке 6 представлены зависимость изменения евклидовой нормы векторов значений модулей и фазовых углов (полученных из значений активных и реактивных составляющих) напряжений при изменении суммарной нагрузки ЭЭС для 118-ти узловой тестовой схемы. Как видно из результатов, представленных на Рисунке 6, применение дифференциальных моделей (матриц чувствительности) первого и второго порядков для анализа УР ЭЭС после возмущений имеет хорошее совпадение с результатами, полученными в программном комплексе «АНАРЭС». Можно отметить, что при оценке режимной надёжности ЭЭС рассматривается краткосрочная перспектива управления, для таких периодов, как показывает статистика, изменение уровня потребляемой мощности принимает значение до 3 %. Этот факт подтверждает обоснованность предлагаемого подхода к анализу УР ЭЭС в рамках оценки режимной надёжности. Для примера, евклидова норма вектора значений модулей напряжения при увеличении нагрузки на 2%, вычисленная в программном комплексе «АНАРЭС» равна 2129,95; при использовании матриц чувствительности первого порядка - 2127,95; второго порядка – 2128. Такие же качественные результаты получены для фазовых углов и для других задаваемых возмущений, что показывает, во-первых, хорошую качественную и количественную аппроксимацию при использовании матриц чувствительности до определённых пределов возмущения, во-вторых, улучшение аппроксимации исследуемых функциональных зависимостей при использовании матриц чувствительности второго порядка.

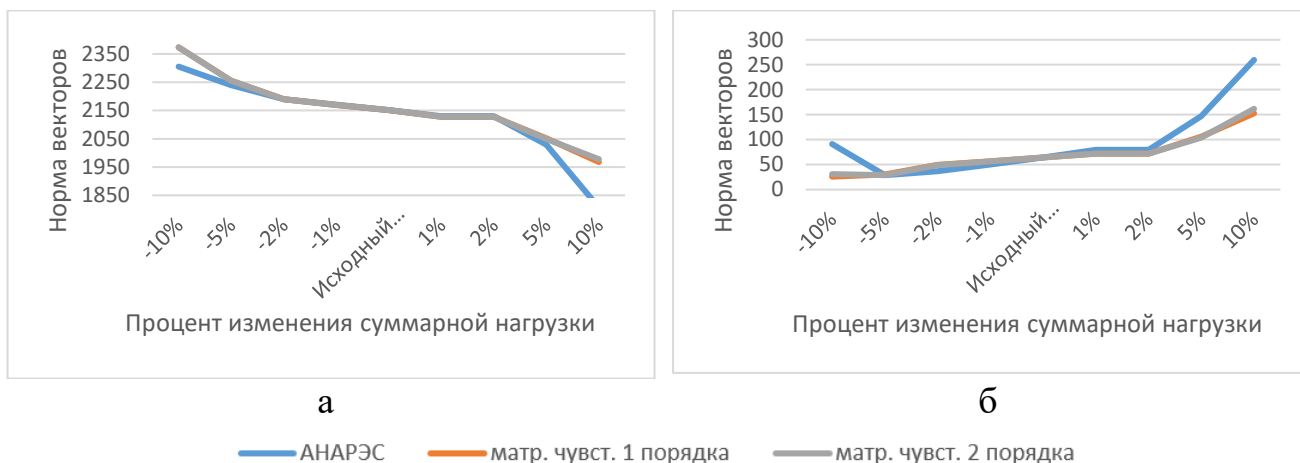


Рисунок 6 – Зависимость изменения евклидовой нормы вектора значений модулей (а) и фазовых углов (б) напряжений при изменении суммарной нагрузки ЭЭС

Для сравнения результатов использования разработанных дифференциальных моделей (матриц чувствительности) в процессе оценки режимной надёжности ЭЭС выполнена соответствующая программная реализации методики на основании метода Монте-Карло в двух вариациях: с использованием дифференциальных моделей и с использованием метода Ньютона-Рафсона. На начальном этапе исследовалась скорость оценки режимной надёжности. Для тестовой 24 узловой схемы ЭЭС применение дифференциальных моделей ускорило процесс оценки в 10 раз, для 118 узловой тестовой схемы ЭЭС в 30 раз. Можно утверждать, что при анализе схем ЭЭС большей размерности ускорение будет еще существеннее, что является весьма критичным при решении задач оперативного управления ЭЭС. Для рассматриваемой схемы было проведено сравнение точности получаемых показателей режимной надёжности, а именно вероятности отклонения модуля напряжения за допустимые значения. На Рисунке 7 представлены результаты по определению такой вероятности для реализации методики оценки режимной надёжности с использованием дифференциальных моделей и метода Ньютона-Рафсона. В качестве допустимых значений отклонения значений модуля напряжения были заданы величины модуля напряжения, принятые на уровне $\pm 10\%$ от номинального значения напряя. Было проведено четыре вычислительных эксперимента, различающихся значениями аварийности генерирующих агрегатов, которые в каждом вычислительном эксперименте были приняты одинаковыми для всех агрегатов.

Как можно увидеть на Рисунке 7, совпадаемость результатов при применении дифференциальных моделей (матриц чувствительности) и метода Ньютона-Рафсона высокая как на качественном уровне, так и на количественном. На основании результатов по времени оценки и совпадаемости значений показателей режимной надёжности можно сделать вывод о высокой эффективности предлагаемых подходов к оценке режимной надёжности ЭЭС.

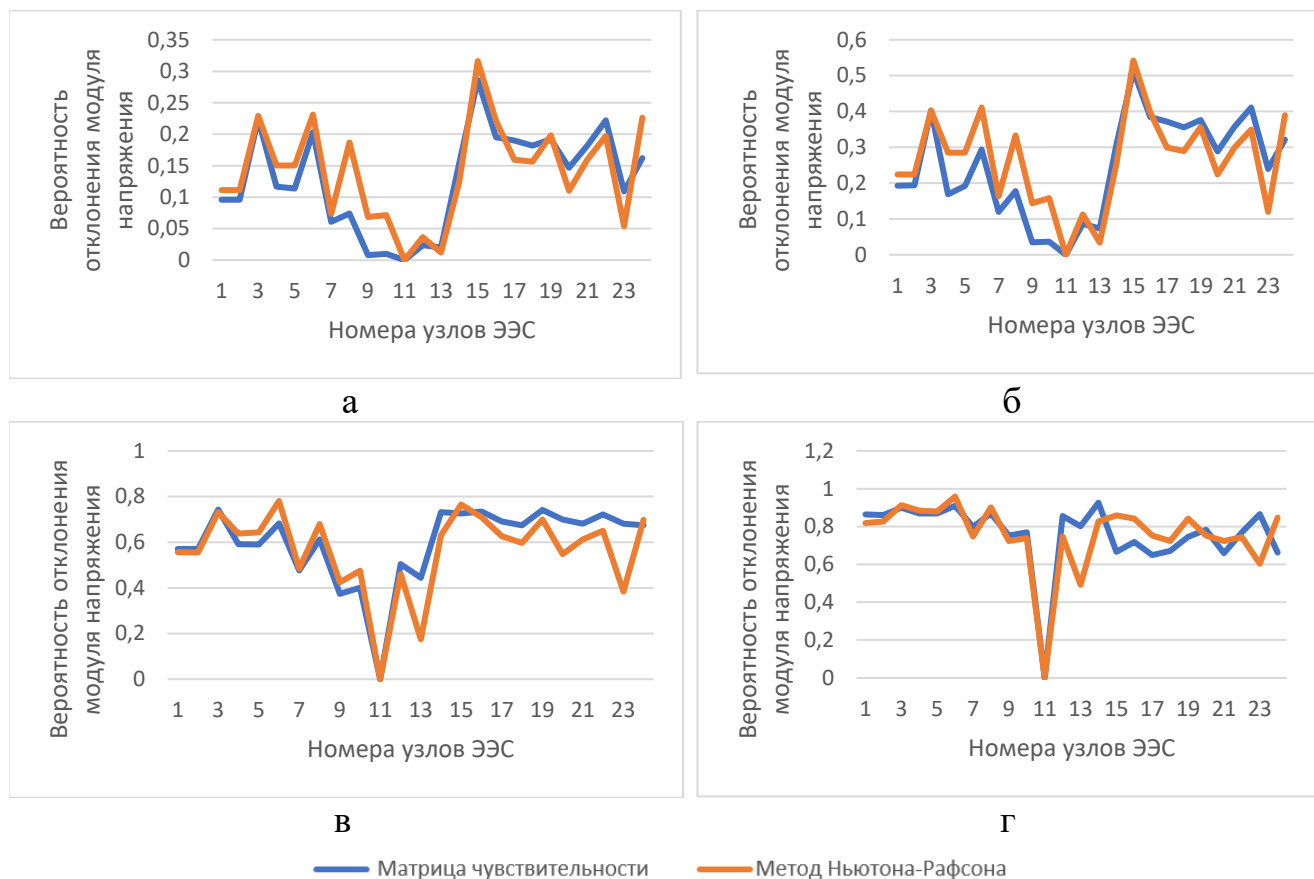


Рисунок 7 – Вероятность отклонения модуля напряжения в узлах ЭЭС за допустимые значения для 24-узловой схемы IEEE RTS-96 при аварийности генерирующих агрегатов равной а) 0,05; б) 0,1; в) 0,3; г) 0,5

Для анализа режимной надёжности ЭЭС по критерию $N-i$ возможно непосредственное применение дифференциальных моделей УР ЭЭС. Причём за один вычислительный шаг возможно проанализировать все отказы (возмущения) в ЭЭС, необходимые для анализа. Для этого необходимо провести операцию умножения матрицы чувствительности на диагональную матрицу, на диагонали которой расположены анализируемые возмущения, т.е. значения проводимостей ЛЭП с противоположным знаком. Будем называть такие матрицы – матрицами возмущений. В случае с анализом отказов в сетевой части, события могут представлять сложные зависимости, так как в конкретной ЛЭП могут отказывать разные элементы, приводящие к разным возмущающим событиям. В таких случаях матрицы возмущений будут формироваться таким образом, чтобы отразить все возможные возмущения, которые можно отразить, добавляя соответствующее количеству возмущений количество дополнительных столбцов.

$$d_Y U = \frac{dU}{dY} dY, \quad (55)$$

где $\frac{dU}{dY}$ – $n \times m$ матрица чувствительности, отражающая изменение значений напряжения в узлах ЭЭС от изменения проводимости сетевых элементов; $dY =$

$\begin{bmatrix} dY_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & dY_m \end{bmatrix} - m \times \sum_{i=1}^k m_i$ матрица возмущений проводимостей ЛЭП (в такой конструкции этой матрицы возможно учесть изменение проводимости ЛЭП в зависимости от отказов различных элементов, если такая информация предварительно имеется); $d_Y \mathbf{U} - n \times \sum_{i=1}^k m_i$ результирующая матрица приращений напряжений в узлах ЭЭС, каждый столбец которой отражает результат конкретного возмущения, например, dY_i размера $1 \times m_i$, где m_i – количество возмущений i – той ЛЭП.

Такая же логика присутствует при анализе отказов генерирующих агрегатов.

$$d_{\bar{S}} \mathbf{U} = \frac{dU}{d\bar{S}} d\bar{S}, \quad (56)$$

где $\frac{dU}{d\bar{S}} - n \times n$ матрица чувствительности, отражающая зависимость изменения значений напряжений в узлах ЭЭС от изменения мощности в узлах; $d\bar{S} = \begin{bmatrix} d\bar{S}_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & d\bar{S}_n \end{bmatrix} - n \times \sum_{i=1}^l n_i$ матрица возмущений мощностей (генераторов или потребителей); $d_{\bar{S}} \mathbf{U} - n \times \sum_{i=1}^l n_i$ результирующая матрица приращений напряжений в узлах ЭЭС, каждый столбец которой отражает результат конкретного возмущения, например, $d\bar{S}_i$ размера $1 \times n_i$, где n_i – количество возмущений i – том узле.

Возможен и другой путь одновременного анализа отказов нескольких разнородных элементов, например, ЛЭП и генераторов. Для этого необходимо провести «горизонтальное» объединение матриц чувствительности, отражающих изменение напряжения в узлах ЭЭС от изменения проводимости ЛЭП и мощности в узлах ЭЭС. Формирование матрицы возмущений будет проводиться путем «вертикального» объединения матриц возмущения проводимостей и возмущения мощностей.

Аналогичная ситуация будет и при оценке режимной надёжности по критерию $N-2$ и далее.

При анализе режимной надёжности важно определить не только элементы ЭЭС, которые наиболее сильно «ощущают» реакцию при различных возмущениях, но и элементы, отказ или возмущение которых приводит к максимальному эффекту для оставшейся части ЭЭС. При суммировании всех коэффициентов в каждой строке матрицы чувствительности будет определен интегральный коэффициент влияния возмущений в системе на конкретный узел. Стоит отметить, что возможно определение коэффициентов влияния для активной и реактивной составляющих, а также для модуля и фазового угла, причем, при определении для активной и реактивной частей необходимо взять эти части по модулю для исключения взаимоуничтожения коэффициентов в случае их разного знака. Вектор-строка, размера $1 \times m$, состоящий из интегральных коэффициентов влияния возмущений в системе на значения напряжения в конкретном узле $\frac{dU}{\sum Y}$ на примере влияния

отключения ЛЭП (определение влияния изменения мощностей в узлах ЭЭС на значение узловых напряжений будет аналогичным)

$$\frac{dU}{\Sigma Y} = \mathbf{i} \frac{dU}{dY}, \quad (57)$$

где $\mathbf{i} = (1, \dots, 1)^T$, $\mathbf{i} \in \mathbb{R}^n$ – вектор суммирования.

Для определения элемента, возмущение которого оказывает наибольшее воздействие на режимные параметры ЭЭС, необходимо провести суммирование всех коэффициентов каждого столбца матрицы чувствительности. Таким образом, вектор состоящий из коэффициентов влияния каждого элемента системы на интегральный эффект изменения напряжений в узлах для всей ЭЭС $\frac{\Sigma U}{dY}$, размера $n \times 1$, будет определяться следующим образом

$$\frac{\Sigma U}{dY} = \frac{dU}{dY} \mathbf{i}. \quad (58)$$

Для полноты анализа получаемых коэффициентов необходимо соотнести каждое значение коэффициента к максимальному из них.

Оценка режимной надёжности ЭЭС проводится для дальнейшего решения задач определения управляющих воздействий для повышения уровня режимной надёжности. В работе предложена содержательная и математическая постановка задачи оптимизации режимной надёжности ЭЭС.

В шестой главе рассмотрены вопросы создания цифровых платформ для управления системной надёжности ЭЭС. Цифровые платформы управления надёжностью направлены на сбор, обработку и хранение необходимой информации о надёжности энергетического оборудования и режимах работы энергосистем, прогнозирования параметров, касающихся надёжности энергосистем и их оборудования, решение задач оценки и синтеза системной надёжности. На Рисунке 8 представлена укрупнённая структура цифровой платформы управления системной надёжностью ЭЭС.

Предложены разные способы взаимодействия цифровой платформы с объектами и субъектами электроэнергетики на различных этапах управления. При оперативном оправлении предлагается реализовать функции: помощник диспетчера, непосредственное автоматизированное управление энергосистемами, а также сигналы потребителям электроэнергии о риске развития аварий в ЭЭС с целью стимулирования добровольного снижения уровня потребления электроэнергии и мощности. При решении задач планирования работы и проектирования развития функционирование предлагаемых цифровых платформ направлено на выработку непосредственных решений конкретных задач синтеза системной надёжности.

Пример реализации модуля цифровой платформы выполнен на основании задачи оценки балансовой надёжности ЭЭС.

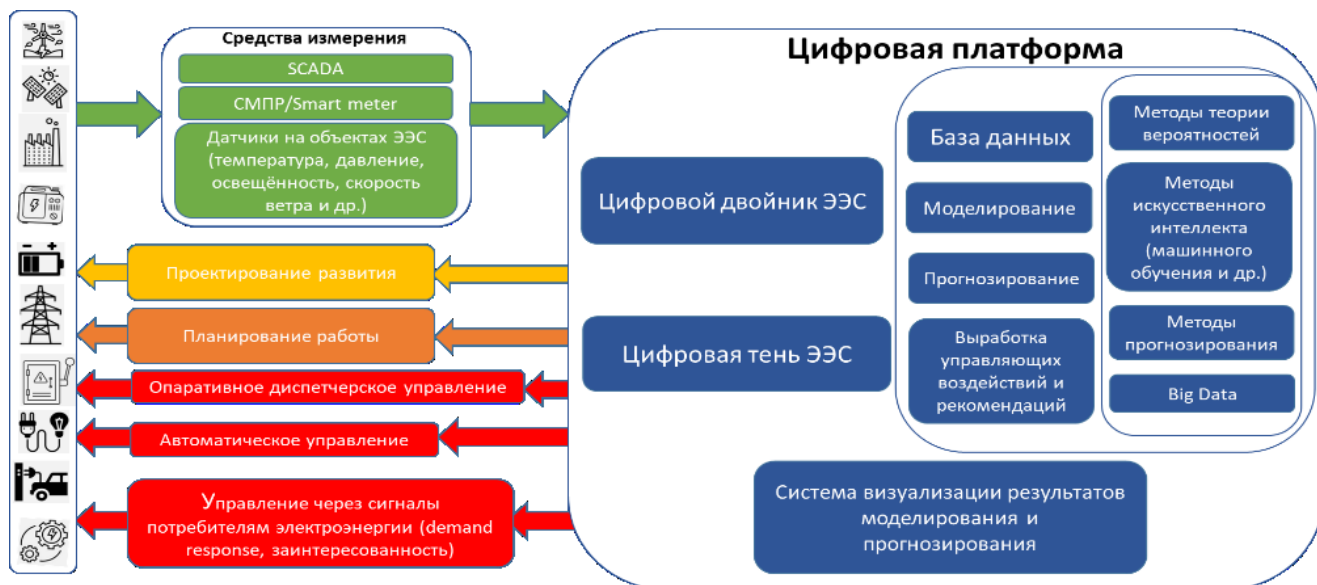


Рисунок 8 – Укрупнённая структура цифровой платформы управления системной надёжностью электроэнергетических систем

На основании использования разработанного модуля были проведены исследования по выбору резервов генерирующей мощности для разных уровней обеспечения балансовой надёжности Единой энергосистемы России на уровне 2022 года. На Рисунке 9 показана карта-схема ЕЭС России с выделенными ЗН.



Рисунок 9 – Карта-схема ЕЭС России с выделенными ЗН.

В Таблице 2 представлены данные по балансу мощности ЕЭС России на час совмещённого максимума потребления мощности 2022 года, определённые для разных вариантов обеспечения нормативного уровня вероятности бездефицитной работы.

Таблица 2 – Баланс мощности в ЕЭС России на уровне 2022 года

Нормативное значение вероятности бездефицитной работы	0,999	0,996	0,987
Располагаемая мощность, МВт	183296	181141	177657
Совмещённый максимум потребления мощности, МВт	165202	165202	165202
Резерв генерирующей мощности, МВт	18094	15939	12455
Коэффициент резервирования, %	10,9	9,7	7,5
Ремонтный резерв МВт / %	9304 / 5,6	9289 / 5,6	9141 / 5,6
Оперативный резерв МВт / %	8790 / 5,3	6650 / 4,0	3214 / 1,9

В процессе определения резервов генерирующей мощности была показана зависимость этого уровня от изменения принятого норматива балансовой надёжности. Из Таблицы 2 можно увидеть, что располагаемая мощность в зависимости от принятого норматива изменяется, причем, основное влияние изменение значения норматива оказывает на оперативный резерв генерирующей мощности ЭЭС.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

В диссертационной работе рассмотрены вопросы, касающиеся совершенствования методического аппарата анализа и обеспечения системной надёжности на всех временных этапах управления ЭЭС. Представленные в работе результаты являются оригинальными и направлены на решение ряда сложных задач, возникающих при управлении современными и будущими ЭЭС, в первую очередь связанными с их технологическим усложнением и структурным расширением. Можно выделить следующие основные результаты настоящей диссертационной работы:

1. Расширены методические основы понятия «системная надёжность ЭЭС» в направлении добавления в перечень её составляющих «плановая надёжность ЭЭС», результаты оценки которой используются для решения задач планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС.

2. Разработаны методы повышения вычислительной эффективности методики оценки балансовой надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло путём использования квазислучайных последовательностей чисел и методов машинного обучения.

3. Разработан алгоритм учёта надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при оценке балансовой надёжности ЭЭС, основанный на формировании соответствующих рядов распределения.

4. Усовершенствована модель минимизации дефицита мощности, в которой проводится учёт потерь мощности в квадратичной форме при её передаче и сетевых коэффициентов, отражающих степень загрузки конкретных линий электропередачи от изменения мощности в зонах надёжности ЭЭС.

5. Разработаны методы оптимизации балансовой надёжности ЭЭС, основанные на: последовательном решении вспомогательной задачи покрытия графика нагрузки с минимальными затратами на производство электроэнергии и ввод дополнительного энергетического оборудования; применении двойственных оценок генерирующего и сетевого оборудования; применении алгоритма марковской цепи Монте-Карло.

6. Разработана методика оценки плановой надёжности ЭЭС, основанная на последовательном методе Монте-Карло. В основу методики заложено моделирование набора случайных процессов функционирования ЭЭС на период планирования работы.

7. Разработаны алгоритмы формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования при планировании работы ЭЭС: на основании непосредственного использования показателей плановой надёжности, на основании адаптированного алгоритма марковской цепи Монте-Карло.

8. Разработана методика исследования долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и электроэнергетических систем и рассмотрен пример её применения к задаче определения вероятности холостых сбросов на гидроэлектростанциях в энергосистемах с их высокой долей.

9. Разработана методика оценки режимной надёжности ЭЭС, основанная на методе Монте-Карло.

10. Определены векторно-матричные интегральные и дифференциальные модели ЭЭС в форме балансов мощности в декартовой (прямоугольной) и полярной системах координат, на основании которых проводится анализ установившихся режимов ЭЭС.

11. Сделана постановка задач определения единственности решения систем нелинейных алгебраических уравнений установившихся режимов ЭЭС в форме баланса мощности.

12. Разработаны методы оценки режимной надёжности ЭЭС, основанные на непосредственном анализе дифференциальных моделей установившихся режимов ЭЭС.

13. Сформулированы основные принципы создания цифровых платформ управления системной надёжностью ЭЭС.

В результате решения вышеперечисленных задач достигнута цель диссертационной работы, заключающаяся в разработке математических моделей и методов анализа и синтеза системной надёжности, направленных на повышение обоснованности принимаемых решений на разных временных этапах управления надёжностью электроэнергетическими системами.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в журналах из списка ВАК РФ по специальности 2.4.3.:

1. Крупенёв, Д.С. Развитие методических основ анализа системной надёжности современных электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв // Надёжность и безопасность энергетики, 2024. - Т. 17. - № 2. - С. 98-105.

2. Крупенёв, Д.С. Принципы формирования цифровой платформы для управления надёжностью распределительных электрических сетей в современных условиях эксплуатации / Д.С. Крупенёв, В.М. Пискунова и др. // Электроэнергия. Передача и распределение, 2022. - № 1 (70). - С. 18-25.
3. Ковалёв, Г.Ф. Системная надёжность ЕЭС России на уровне 2030 г / Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева // Электрические станции, 2011. - № 2. - С. 44-47.
4. Крупенёв, Д.С. Кластеризация электроэнергетических систем на зоны надёжности при оценке балансовой надёжности. Часть 1 / Д.С. Крупенёв, Н.А. Беляев, Д.А. Бояркин // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2024. - № 1. - С. 12-21.
5. Крупенёв, Д.С. Кластеризация электроэнергетических систем на зоны надёжности при оценке балансовой надёжности. Часть 2 / Д.С. Крупенёв, Н.А. Беляев, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2024. - № 2. - С. 34-44.
6. Крупенёв, Д.С. Формирование случайных состояний электроэнергетических систем при оценке их надёжности методом статистических испытаний / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Надёжность и безопасность энергетики, 2017г. – №1. – С.33-41.
7. Крупенёв, Д.С. Оценка надёжности электроэнергетических систем с ветровыми электростанциями / Д.С. Крупенёв, С.М. Пержабинский // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2017. - № 2. - С. 39-47.
8. Якубовский, Д.В. Коррекция элементов мутантных векторов метода дифференциальной эволюции при решении задачи минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем / Д.В. Якубовский, Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин // iPolytech Journal, 2024. - Т. 28. - № 1. - С. 124-138.
9. Крупенёв, Д.С. Алгоритм оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, С.М. Пержабинский // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2014. - № 2. - С. 96-106.
10. Лебедева, Л.М. Нормирование балансовой надёжности электроэнергетических систем и формирование резерва генераторной мощности / Л.М. Лебедева, Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв // Надёжность и безопасность энергетики, 2018. - № 11(1). - с. 4-13.
11. Домышев, А.В. Оценка режимной надёжности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло / А.В. Домышев, Д.С. Крупенёв // Электричество, 2015. - № 2. - С. 3–10.
12. Крупенёв, Д.С. О единственности решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности / Д.С. Крупенёв // Электричество, 2024. - № 9. - С. 37-44.
13. Крупенёв, Д.С. Формирование графиков ремонта генерирующего оборудования на основе показателей плановой надёжности электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2024. - № 3. - С. 64-80.

14. Крупенёв, Д.С. Обоснование нормативов показателей балансовой надёжности на современном этапе развития электроэнергетических систем России / Д.С. Крупенёв, Н.А. Беляев, В.И. Локтионов // Энергетическая политика, 2023. - № 8 (187). - С. 82-95.

15. Крупенёв, Д.С. Направления развития методики оценки балансовой надёжности современных электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Энергетик, 2022. - № 4. - С. 47-52.

16. Крупенёв, Д.С. Анализ установившихся режимов систем электроснабжения с ВИЭ и СНЭЭ при оценке их надёжности на основании моделей чувствительности высших порядков / Д.С. Крупенёв // Релейная защита и автоматизация, 2021. - № 4 (45). - С. 47-53.

17. Крупенёв, Д.С. Обеспечение максимального уровня балансовой надёжности электроэнергетических систем при выводе из работы генерирующих агрегатов для модернизации / Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2020. - № 6. - С. 31-39.

18. Крупенёв, Д.С. Исследование балансовой надёжности и обоснование резервов генерирующей мощности перспективных схем развития электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, Г.Ф. Ковалёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский, Л.М. Лебедева // Электроэнергия. Передача и распределение, 2020. - № 6 (63). - С. 40-44.

19. Крупенёв, Д.С. Расчёт установившихся режимов электроэнергетических систем с использованием матриц чувствительности первого порядка применительно к задаче оценки режимной надёжности / Д.С. Крупенёв // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2017. - Т. 21. - № 9 (128). - С. 146-156.

20. Воропай, Н.И. Два энергетических коллапса — в штате Техас, США, и в Приморском крае, Россия / Н.И. Воропай, Д.С. Крупенёв, С.В. Подковальников, С.М. Сендеров // Электроэнергия. Передача и распределение, 2021. - № 4 (67). - С. 166-174.

21. Дзюбина, Т.В. Методы учёта надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при анализе надёжности электроэнергетических систем / Т.В. Дзюбина, Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв // iPolytech Journal, 2022. - Т. 26. - № 2. - С. 245-259.

Статьи в журналах, индексируемых в Scopus и/или WoS:

22. Бояркин, Д.А. Использование методов машинного обучения при оценке надёжности электроэнергетических систем методом Монте-Карло / Д.А. Бояркин, Д.С. Крупенёв, Д.В. Якубовский // Вестник ЮУрГУ. Серия «Математическое моделирование и программирование», 2018. - Т.11. - №4. 2018. - С.146-153.

23. Krupenev, D. Improvement in the computational efficiency of a technique for assessing the reliability of electric power systems based on the Monte Carlo method / D. Krupenev, D. Boyarkin, D. Yakubovskii // Reliability Engineering and System Safety. - Vol.204. - 2020.

24. Krupenev, Dmitry S. Development of a methodology for assessing the adequacy of electric power systems / Dmitry S. Krupenev, Denis A. Boyarkin, Dmitrii V. Iakubovskii // Global Energy Interconnection, 2022. - Volume 5. - p. 543-551.
25. Krupenev, D.S. A reliability optimization algorithm with average dual estimates for electric power systems / D.S. Krupenev, S.M. Perzhabinsky // Automation and Remote Control // Vol.78. - №12. - 2017. - p. 2241-2247.
26. Krupenev, Dmitry Digital platform of reliability management systems for operation of microgrids / Dmitry Krupenev, Nadejda Komendantova and other // Energy Reports, 2023. - Volume 10. - Pages 2486-2495.
27. Iakubovskii, D. A model for power shortage minimization in electric power systems given constraints on controlled sections / D. Iakubovskii, D. Krupenev, N. Komendantova, D. Boyarkin // Energy Reports, 2021. - № 7, pp. 4577–4586.
28. Krupenev, D. Modeling the interconnected operation of energy systems for energy security study in today's context / D. Krupenev, N. Pyatkova // Reliability: Theory & Applications, 2024. - T. 19. - № 3 (79). - C. 554-566.
- Труды конференций, индексируемых в международных базах данных:***
29. Krupenev, D. The impact of the process of transformation of power systems on ensuring their reliability / D. Krupenev. - AIP Conf. Proc. Rudenko International Conference "Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems". - 2023.
30. Krupenev, Dmitry Assessment of Power System Adequacy with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems / Dmitry Krupenev. - E3S Web of Conferences, 2018. - № 58.
31. Iakubovskii, D. Determination of an effective implementation of the differential evolution method to power shortage minimization / D. Iakubovskii, D. Krupenev, N. Komendantova, D. Boyarkin. - ISSE 2021 - 7th IEEE International Symposium on Systems Engineering, 2021.
32. Boyarkin, D. Multi-output regression in electric power systems adequacy assessment using monte-carlo method / D. Boyarkin, D. Krupenev, D. Iakubovskii. - SIBIRCON 2019 - International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences, Proceedings, 2019.
33. Boyarkin, D. Machine learning in electric power systems adequacy assessment using Monte-Carlo method / D. Boyarkin, D. Krupenev, D. Iakubovskiy, D. Sidorov. - 2017 International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), 2017.
34. Krupenev, D.S. Adequacy optimization in long-term expansion planning of electric power systems / D.S. Krupenev, S.M. Perzhabinsky. - IYCE 2013 - 4th International Youth Conference on Energy, 2013.
35. Krupenev, D. Methodology for analysis of system reliability when planning states and balances of electric power systems / D. Krupenev. - E3S Web of Conferences, 2024. - Volume 584.
36. Krupenev, D. Research of mathematical models for minimizing power shortage with quadratic losses in power lines and with using network coefficients

(sensitivity coefficients) / D. Krupenev, D. Boyarkin, D. Yakubovskii. - E3S Web of Conferences, 2020. - Volume 216.

Прочие публикации:

37. Воропай, Н.И. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике / Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалёв, Ю.Н. Кучеров, Д.С. Крупенёв и др. - М.: ООО ИД "ЭНЕРГИЯ", 2013. - 304 с.

38. Назарычев, А.Н., Надёжность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения: учебное пособие / А.Н. Назарычев, Д.С. Крупенёв. - Новосибирск: Наука, 2020. - 224 с.

39. Крупенёв, Д.С. О плановой надёжности электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв. - В сборнике: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы 95-го заседания Международного научного семинара. Отв. редактор В.А. Стенников. Иркутск, 2023. - С. 111-116.

40. Крупенёв, Д.С. Исследование влияния аварийности энергетического оборудования на показатели балансовой надёжности и величину оперативного резерва электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский и др. // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы 92-го заседания семинара. В 3-х книгах, 2020. - С. 149-158.

41. Якубовский, Д.В. Модель минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем с учётом ограничений по контролируемым сечениям / Д.В. Якубовский, Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин // Системы анализа и обработки данных, 2021. – № 2 (82). – С. 95–120.

42. Якубовский, Д.В. Применение двухэтапной оптимизации в модели потокораспределения при оценке балансовой надёжности ЭЭС / Д.В. Якубовский, Д.А. Бояркин, Д.С. Крупенёв // Информационные и математические технологии в науке и управлении, 2019. - № 1 (13). - С: 85-95.

43. Крупенёв, Д.С. Исследование математических моделей минимизации дефицита мощности с квадратичными потерями в линиях электропередачи и с использованием сетевых коэффициентов (коэффициентов чувствительности) / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский. - Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы 93-его заседания семинара. В 2-х книгах, 2022. - С. 149-158.

44. Бояркин, Д.А. Использование методов машинного обучения для определения дефицитов мощности электроэнергетических систем / Д.А. Бояркин, Д.С. Крупенёв, Д.В. Якубовский // Информационные и математические технологии в науке и управлении, 2018. - № 4 (12). - С. 61-69.

45. Крупенёв, Д.С. Задача оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, С.М. Пержабинский. - Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики, 2013. - С. 462-469.

46. Крупенёв, Д.С. Оценка надёжности звеньев основной структуры электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, Г.Ф. Ковалев // Проблемы анализа риска, 2010. - Т. 7. - № 3. - С. 34-39.

47. Крупенёв, Д.С. Алгоритм оптимизации надёжности электроэнергетических систем с использованием математического ожидания двойственных оценок / Д.С. Крупенёв, С.М. Пержабинский // Управление большими системами, 2015. - № 54, с. 166–178.

48. Krupenev, Dmitry Assessment of Electric Power System Adequacy Considering Reliability of Gas Supply to Power Plants / Dmitry Krupenev, Gennady Kovalev, Tatyana Dzyubina // Energy Systems Research, 2018. - Vol 1. - No 1. - P. 21–28.

49. Iakubovskiy, D.V. An Analysis of Shortage Minimization Models to Assess Power System Adequacy / D.V. Iakubovskiy, D.S. Krupenev, D.A. Boyarkin // Energy Systems Research, 2018. - Vol.1. - No.3. - P.25-32.

50. Крупенёв, Д.С. Применение матриц чувствительности моделей электроэнергетических систем в форме баланса мощности для анализа послеаварийных режимов / Д.С. Крупенёв. - В сборнике: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы 96-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. Иркутск, 2024. - С. 359-367.

Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ

1. Крупенёв, Д.С. Программно-вычислительный комплекс «Надёжность» / Д.С. Крупенёв, Д.В. Якубовский, Д.А. Бояркин // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2017614029. Дата регистрации: 05.04.2017. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

2. Крупенёв, Д.С. База данных схем электроэнергетических систем для программно-вычислительного комплекса «Надёжность» / Д.С. Крупенёв, Д.В. Якубовский, Д.А. Бояркин // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2017620403. Дата регистрации: 07.04.2017. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

3. Бояркин, Д.А. Обработка ретроспективных данных о ремонтах энергетического оборудования / Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский, Д.С. Крупенёв // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2019662459. Дата регистрации: 25.09.2019. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

4. Крупенёв, Д.С. Программный комплекс формирования графиков нагрузки. / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2019662460. Дата регистрации: 25.09.2019. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

5. Якубовский, Д.В. Библиотека пакетной оптимизации. / Д.В. Якубовский, Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №RU 2019662426. Дата регистрации: 24.09.2019. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

Отпечатано в типографии «Дубль Принт»
664046, г. Иркутск, ул. Волжская, 14, оф. 112
Заказ № 590, тираж 120 экз.