

На правах рукописи



ГЕРАСИМЕНКО Алексей Алексеевич

**СТАТИСТИЧЕСКАЯ МЕТОДОЛОГИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ
МНОГОРЕЖИМНОСТИ В ЗАДАЧЕ ОПТИМАЛЬНОЙ
КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК СИСТЕМ
РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
доктора технических наук

Красноярск 2018

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск

Научный консультант	доктор технических наук, профессор Пантелеев Василий Иванович
Официальные оппоненты	Паздерин Андрей Владимирович доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», кафедра автоматизированных электрических систем, заведующий кафедрой
	Наумов Игорь Владимирович доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное образовательное учреждение высшего образования «Иркутский национальный исследовательский технический университет», кафедра электроснабжения и электротехники, профессор
	Хрущёв Юрий Васильевич доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», отделение электроэнергетики и электротехники инженерной школы энергетики, профессор
Ведущая организация	Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук

Защита состоится 21 ноября 2018 года в 14.00 на заседании диссертационного совета Д 212.099.07, созданного на базе Сибирского федеральном университете по адресу: 660049, г. Красноярск, ул. Ленина, д. 70, ауд. А-204.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» <http://sfu-kras.ru>

Автореферат разослан « » сентября 2018 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета



Сизганова Евгения Юрьевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Проблема компенсации реактивной мощности (КРМ) вызвана высокой загрузкой элементов электроэнергетических систем потоками реактивной мощности (РМ) вследствие значительного её потребления из сетей. Эффективное распределение потоков РМ обеспечивается в результате оптимальной загрузки существующих источников реактивной мощности (ИРМ) и установки новых компенсирующих устройств (КУ) в сетях 0,38–6, 10 (20) кВ большинства потребителей электрической энергии (ЭЭ) и наиболее проблемных по напряжению узлах 35–150 (220) кВ сетевых компаний. Решение проблемы компенсации РМ (выработка РМ на местах) позволит добиться существенных результатов: снизить потери ЭЭ, нормализовать уровни напряжений, повысить режимную управляемость распределительных электрических сетей (РЭС), присоединить новых электропотребителей. При этом снижение потерь ЭЭ считается важнейшей задачей и реальной эксплуатационной технологией энергосбережения, а эффективное экономическое регулирование перетоков РМ является одной из важных проблем российской электроэнергетики и приобретает особую актуальность в связи с введением новых нормативных документов в части условий потребления РМ. В настоящее время главное значение имеет не детализация требований по оплате РМ конкретным потребителем с учётом параметров ($\text{tg}\varphi$) точки его присоединения к сети, а разработка алгоритмов выбора оптимальной мощности и мест установки ИРМ, загрузки КУ на основе всей совокупности характерных режимов (многорежимности) в узлах сетевых предприятий и в сетях каждого потребителя.

Большой вклад в развитие теории, исследования и разработку методов, алгоритмов оптимизации режимов и развития электроэнергетических систем (ЭЭС) внесли коллективы ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», ВНИИЭ, ВПО «Союзтехэнерго», ИСЭМ СО РАН, Института электродинамики НАН Украины, ИДУЭС, МЭИ (ТУ), БНТУ, НГТУ, СевКавГТУ, УрФУ-УПИ, ЭНИН им. Г. М. Кржижановского и ряд других организаций, известные отечественные и зарубежные учёные Д. А. Арзамасцев, А. Б. Баламетов, П. И. Бартоломей, В. А. Веников, Н. И. Воропай, В. М. Горнштейн, Ю. С. Железко, В. И. Идельчик, И. Н. Ковалёв, Ю. Г. Кононов, Л. А. Крумм, А. М. Кумаритов, В. М. Летун, В. З. Манусов, В. Г. Неуймин, В. Л. Прихно, Г. И. Самородов, В. А. Тимофеев, Т. А. Филиппова, D. A. Alves, M. Begovic, M. Delfanti, D. Lukman, D. Van Veldhuizen, E. Zitzler и многие их коллеги.

В настоящее время имеется достаточное число алгоритмов и программ, в том числе зарубежных, доведённых до практической реализации, позволяющих производить оптимизацию по РМ отдельных мгновенных режимов. Однако, несмотря на их наличие, получение оптимального решения для заданного временного интервала (сутки, месяц, год и т. д.) изменения параметров состояния ЭЭС довольно трудоёмко и неэффективно, поскольку включает в себя значительное количество оптимизационных расчётов и последующий анализ каждого из оптимальных режимов, суммирование их экономических оценок, вследствие чего решение задачи оптимального распределения потоков РМ - оптимальной загрузки существующих и установки новых КУ – громоздко и затруднено.

В этих условиях необходим аппарат учёта всей совокупности состояний РЭС, определяемой в основном фактором многорежимности, на заданном интервале времени, их интегральных характеристик, в том числе расчёта потерь ЭЭ с высокой точностью и достоверностью, и в настоящее время в полной мере ещё не выполнено, особенно в части достаточного полного и приемлемо трудоёмкого моделирования и учёта

многорежимности. Методы, алгоритмы расчёта потерь ЭЭ и моделирования нагрузок, тесно связанные с общей задачей оптимального развития систем распределения ЭЭ, отражены в работах А. С. Бердина, О. Н. Войтова, В. Э. Воротницкого, А.З. Гамма, И. И. Голуб, В.Н. Горюнова, В. Н. Казанцева, Е. А. Конюховой, Б.И. Кудрина, В.Г. Курбацкого, Т. Б. Лещинской, А. В. Липеса, И. И. Надтоки, И В. Наумова, А. В. Паздерина, В.И. Пантелеева, Г. Е. Поспелова, А. А. Потребича, А. Г. Русиной, Н. В. Савиной, Д.Л. Файбисовича, Ю. А. Фокина, М. И. Фурсанова, Ю.В.Хрущёва, Д. Содномдоржа, J. J. Grainger, Holder Schau, S. Emad, Ibrahim, A. G. Leal, C. C. V. Oliveira, Zhou Su Quan, Lin Yang и других авторов.

Необходимость определения оптимальных значений коэффициента РМ (мест размещения, устанавливаемых мощностей и загрузки КУ) для различных узлов распределительных электрических сетей и систем электроснабжения в условиях современной политики энергосбережения, повышения надёжности и экономической эффективности электроснабжения имеет большое технико-экономическое значение и обуславливает необходимость разработки методики оптимального выбора ИРМ с полным учётом многорежимности на основе детерминированных и стохастических свойств информации.

В данной работе представлена статистическая методология учёта и моделирования многорежимности на заданном интервале времени, базирующаяся на статистическом моделировании графиков электрических нагрузок для решения задач анализа и оптимизации режимов по РМ, оптимального выбора компенсирующих устройств с ограничением и без ограничений на их суммарную мощность при функционировании (оперативном управлении режимами) и краткосрочном развитии систем распределения ЭЭ, содержащих сети напряжением 0,38–150(220) кВ, для которых характерен дефицит РМ, приводящий к установке новых КУ, ИРМ. Разработка основ статистической методологии учёта многорежимности в задачах анализа режимов и компенсации РМ является актуальным и представляет главное содержание данной диссертационной работы.

Объект исследования. Системы распределения электрической энергии, системы электроснабжения в составе электроэнергетических систем.

Предмет исследования. Методология статистического учёта и моделирования множества установившихся режимов для решения задач оптимальной компенсации реактивных нагрузок ЭЭС.

Цель работы состоит в разработке основ статистической методологии учёта и моделирования многорежимности для решения проблемы оптимизации реактивных перетоков и выбора компенсирующих устройств в системах распределения ЭЭ, направленных на повышение энергетической (режимной) и экономической эффективности их функционирования.

Для достижения указанной цели в работе поставлены и решены следующие научные задачи:

1. Развитие методологических основ формирования критериальной функции решения динамической задачи оптимального выбора компенсирующих устройств со статистическим учётом множества характерных режимов на основе адаптивного подхода.
2. Разработка методики и алгоритма получения статистического факторного отображения матрицы корреляционных моментов (МКМ) и модифицированной для распределительных сетей факторной модели графиков электрических нагрузок мощностей, учитывающих в сжатой форме всю совокупность режимов электропотребления.
3. Разработка методики и алгоритмов статистического моделирования множества установившихся режимов электрических сетей (ЭС) и их интегральных характеристик на основе факторной модели электрических нагрузок.

4. Усовершенствование методики и алгоритма детерминированного расчёта потерь электроэнергии на основе комплексного учёта многорежимности и ряда схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов.

5. Разработка комбинированных алгоритмов расчёта потерь электроэнергии с высокой надёжностью на основе факторного моделирования нагрузок и статистического воспроизводства многорежимности в условиях неполного информационного обеспечения состояния распределительных сетей.

6. Разработка модификации метода обобщённого приведенного градиента и алгоритма решения задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок в эксплуатационной постановке со статистическим учётом всей совокупности характерных режимов.

7. Разработка программного обеспечения задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок в эксплуатационной постановке с учётом многорежимности систем распределения электрической энергии.

8. Разработка методики и алгоритма задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок со статистическим учётом всей совокупности характерных режимов на краткосрочном периоде развития систем распределения ЭЭ.

Методологической основой исследований в работе являются основные положения общей теории систем и методов оптимизации функционирования и развития электрических сетей, системного и статистического (факторного, корреляционного и регрессионного) анализа и моделирования, статистических испытаний, нелинейного программирования и исследования операций, моделирования, расчёта, анализа и оптимизации установившихся режимов ЭЭС.

Обоснованность и достоверность научных положений и выводов, адекватность математических моделей, алгоритмов и программ для ЭВМ подтверждены корректным использованием математического аппарата при проведении исследований, верификационными расчётами по данным статистических испытаний с использованием полного объёма исходной информации о режимах сетей применительно к ряду тестовых и реальных электрических схем Красноярской энергосистемы, а также за счёт сопоставления с результатами, полученными с помощью лицензированных программных продуктов. Доказана методологическая обоснованность и практическая состоятельность стохастического решения данной проблемы.

Научная новизна:

1. Научно обоснована оценка сложившейся ситуации в системах распределения ЭЭ, касающаяся выявления причин возникновения проблемы регулирования реактивных потоков и способов определения параметров компенсации реактивной мощности.

2. Сформулированы и обоснованы методические основы формирования динамического функционала, критерия решения стохастической многоэтапной оптимизационной задачи краткосрочного развития систем распределения ЭЭ на основе адаптивного подхода.

3. Предложена модифицированная методика статистического сжатого моделирования и реконструкции информации о реальных коррелированных электрических нагрузках ортогональными главными факторами, реконструкции графиков нагрузки систем распределения ЭЭ, характеризующихся недостаточной информационной обеспеченностью.

4. Разработана математическая модель совокупности установившихся электрических режимов, алгоритмы и программа для ЭВМ расчёта интегральных характеристик систем распределения ЭЭ (программа SETI).

5. Разработан комплекс методов, способов и вычислительных алгоритмов снижения методической ошибки при определении потерь электроэнергии модифицированным детерминированным методом в нормальных и ремонтных режимах работы распределительных сетей (программа REG10PVT).

6. Разработана модификация метода обобщённого приведенного градиента в алгоритмах оптимальной компенсации РМ при стохастическом учёте и моделировании многорежимности в задачах эксплуатации и краткосрочного развития систем распределения ЭЭ.

7. Разработаны методика и алгоритм решения проектной задачи оптимального выбора источников реактивной мощности в системах распределения ЭЭ с учётом всей совокупности характерных режимов.

8. Разработаны алгоритмы и программа для ЭВМ решения эксплуатационной задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок при статистическом учёте всей совокупности характерных режимов на заданном интервале времени (программа ORESA).

Значение для теории. Результаты диссертационной работы являются развитием теории и методов математического моделирования ЭЭС, стохастического учёта и моделирования множества установившихся режимов систем распределения ЭЭ, создают теоретическую основу для развития стохастических методов и вычислительных алгоритмов оптимизации режимов и оптимального выбора ИРМ, расчёта и анализа потерь ЭЭ в системах распределения ЭЭ, в том числе в условиях частичной неопределённости информации; представляют теоретический задел для разработки программного обеспечения общесистемного (отраслевого) уровня.

Практическая ценность исследований. Разработанные математические модели и методы, вычислительные алгоритмы и программные средства для ЭВМ позволяют повысить обоснованность и эффективность решения задач краткосрочного развития и анализа множества режимов систем распределения ЭЭ с частично неопределённой информацией посредством компактного стохастического учёта и моделирования многорежимности систем. Они могут быть использованы в научно-исследовательских институтах и организациях, занимающихся разработкой методик и программного обеспечения для энергетических предприятий в части формирования условий потребления РМ, в сетевых компаниях, проектных организациях для расчёта, анализа и оптимизации электрических режимов, расчёта потерь ЭЭ и выполнения структурного анализа потерь, нормирования потерь и оценки балансов ЭЭ, для эффективной компенсации реактивных нагрузок и оптимального выбора КУ с ограничением и без ограничений на их суммарную мощность с реализацией комплексного системного эффекта, в том числе за счёт снижения потерь ЭЭ.

Реализация результатов исследований. Разработанные программы для ЭВМ приняты в состав программно-математического обеспечения ряда предприятий электрических сетей ОАО «Красноярскэнерго» и АО «Хакасэнерго», филиала ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ, ЗАО «Компания «Электропроект – Сибирь», проектных предприятий, использовались в научной работе и учебном процессе подготовки инженеров и магистров электроэнергетических специальностей Политехнического института Сибирского федерального университета., что подтверждено пятнадцатью актами внедрения и другими практическими документами. Три программы расчёта потерь ЭЭ и оптимальной компенсации реактивных нагрузок зарегистрированы в государственном Реестре программы для ЭВМ. Российской Федерации.

Основные принципиальные положения, материалы и результаты диссертационной работы использованы в учебных пособиях «Передача и распределение электрической

энергии», «Электроэнергетические системы и сети», при постановке, чтении лекций и выполнении диссертационных работ в рамках магистерской подготовки. По специальности 05.14.02 под руководством автора выполнены и защищены 4 кандидатские диссертационные работы.

Программные средства разработаны и использовались при выполнении хозяйственных договоров с филиалом «Восточные электрические сети» ОАО «Красноярскэнерго»: «Программно-вычислительный комплекс расчёта установившихся режимов и потерь электроэнергии в распределительных сетях ПЭС», договор № 100/153, Красноярск, 1999 – 2000 годы. «Оптимизация режимов работы ВЭС по напряжению, коэффициентам трансформации с минимизацией потерь мощности и электроэнергии», договор № 119/04-9, регистрационный номер 01.2.006 09043, Красноярск, 2004 г. «Расчёт и анализ режимов работы сетей 10/0,4 кВ ВЭС ОАО «Красноярскэнерго» по потерям мощности, напряжения и электроэнергии», № г.р. 01.2.007 08814, договор № 119/05-2. Красноярск, 2006 г. Хозяйственные договоры выполнены под научным руководством автора.

Основные положения и результаты, выносимые на защиту:

1. Методические основы формирования критериальной функции решения динамической задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок на основе адаптивного подхода.

2. Методика стохастического моделирования множества установившихся режимов электрических систем, основанная на модифицированной факторной модели учёта многорежимности электрических нагрузок.

3. Методы, способы и вычислительные комбинированные алгоритмы обеспечения высокой надёжности расчёта потерь электрической энергии в задачах анализа и оптимизации множества установившихся режимов и оптимального выбора компенсирующих устройств.

4. Алгоритмы и программная реализация статистического определения интегральных характеристик электрических режимов распределительных сетей 6 – 110(220) кВ, в том числе в сетях с частично неопределённой информацией на основе модифицированной стохастической модели анализа установившихся режимов ЭС, (программный модуль SETI).

5. Программные реализации разработанных алгоритмов расчёта и структурного анализа потерь электрической энергии и рабочих режимов с комплексным учётом ряда схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов (программный модуль REG10PVT).

6. Модификация метода обобщённого приведенного градиента в алгоритмах оптимизации по реактивной мощности при стохастическом моделировании многорежимности электроэнергетических систем.

7. Алгоритмы стохастической (совмещённой) оптимизации и оптимального выбора мощности компенсирующих устройств с ограничением и без ограничений на их суммарную мощность.

8. Методика и алгоритм решения проектной (многоэтапной) задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок со стохастическим учётом многорежимности на основе адаптивного подхода.

9. Программа для ЭВМ на основе разработанного алгоритма решения эксплуатационной задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок со статистическим учётом всей совокупности характерных режимов (программа ORESA).

Личный вклад автора состоит в постановке цели и задач исследования; разработке методологических основ стохастического моделирования и учёта многорежим-

ности ЭЭС в задаче оптимальной компенсации реактивных нагрузок систем распределения ЭЭ; разработке вероятностно-статистического метода компактного (сжатого) моделирования изменения электрических нагрузок и восстановления (реконструкции) графиков нагрузок РЭС; предложении метода решения динамической задачи краткосрочного оптимального развития систем распределения ЭЭ на основе адаптивного подхода и стохастических моделей электрических нагрузок; предложении и реализации алгоритмов стохастического учёта многорежимности в расчётах интегральных характеристик режимов систем распределения ЭЭ; разработке уточнённого алгоритма и программы детерминированного расчёта технических потерь ЭЭ на основе комплексного учёта ряда схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов; предложении комбинированных алгоритмов расчёта технических потерь ЭЭ на основе полного использования имеющейся детерминированной и стохастической информации о многорежимности систем распределения ЭЭ; разработке алгоритмов и программ оптимизации отдельных режимов ЭЭС по реактивной мощности и напряжению, являющейся основой программно-вычислительного аппарата оптимальной компенсации реактивных нагрузок с учётом многорежимности; модификации метода обобщённого приведенного градиента со стохастическим учётом многорежимности ЭЭС; разработке алгоритма и программы оптимального функционирования систем распределения ЭЭ по реактивной мощности со стохастическим учётом всей совокупности режимов; предложении методики и алгоритма оптимального выбора ИРМ в решении проектной задачи краткосрочного планирования развития систем распределения ЭЭ. В совместных публикациях вклад автора составляет от 50 до 75 %.

Апробация результатов работы. Отдельные положения диссертационной работы доложены и обсуждены на 1,2 и 3-й Всероссийских научно-практических конференциях с международным участием «Достижения науки и техники – развитию сибирских регионов» (г. Красноярск, 1999, 2000, 2001гг.); второй Всероссийской научно-практической конференции и выставке по проблемам энергоэффективности «Развитие теплоэнергетического комплекса города» г. Красноярск, 2001 г.); Всероссийской научно-практической конференции «Энергосистема: управление, качество, безопасность» г. Екатеринбург, 2001 г.); Всероссийской научно-методической конференции и выставке «Достижения науки и техники – развитию сибирских регионов» (г. Красноярск, 2003 г.); Второй Всероссийской научно-технической конференции «Энергосистема: управление, качество, конкуренция» (г.Екатеринбург: УГТУ, 2004 г.) Межрегиональной научно-практической конференции «Инновационное развитие регионов Сибири» (г. Красноярск, 2006 г.); Всероссийской научной конференции молодых учёных «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2006 г.); Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии» (г. Тольятти, 2007 г.); III Международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» (г. Екатеринбург, 2008 г.); Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика в современном мире» (г. Чита, 2009 г.); Международной научно-технической конференции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии» (г. Тольятти, 2009 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования» (г. Томск, 2010 г.); первом Международном научно-техническом конгрессе «Энергетика в глобальном мире» (г. Красноярск, 2010 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (г. Екатеринбург, 2010 г.); VI Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика:

управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (г. Благовещенск, 2011 г.); I Всероссийский молодежный конкурс наукоёмких инновационных идей и проектов «Энергетика будущего» (г. Томск, 2012 г.); IV международной научно-технической конференции. Электроэнергетика глазами молодёжи (г. Новочеркасск, 2013 г.); XXI Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надёжность, безопасность» (г. Томск, 2015 г.); VII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» – 2016» (г. Казань, 2016 г.), V Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии» (г. Тольятти: ТГУ, 2017 г.). VIII Международной научно-практической конференции «Технические науки: проблемы и решения», (Москва, 2018 г.), а также на постоянно действующем научном семинаре кафедры «Электротехнические комплексы и системы» СФУ.

Публикации. Результаты диссертационных исследований опубликованы в 90 работах, из которых 45 основных составляют библиографический список автореферата, в том числе 20 публикаций в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, две монографии, три учебных пособия (с грифом Минобрнауки, УМО и МАИТ) и три свидетельства государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, приложений. Изложена на 344 страницах основного текста, содержит 30 рисунков, 41 таблицу, список использованной литературы из 333 наименований и 13 приложений, поддерживающих некоторые разделы диссертации, а также содержащих документы, подтверждающие внедрения результатов работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлены основные положения проблемы оптимальной КРМ, актуальность и значимость её решения в системах распределения ЭЭ с учётом новых нормативных документов. Приводится краткое обоснование актуальности задачи учёта многорежимности для целей анализа и оптимизации режимов по реактивной мощности применительно к проблеме краткосрочного развития и функционирования систем распределения ЭЭ. Сформулированы научная новизна и практические результаты работы, перечислены положения, выносимые на защиту.

В первой главе описана история и рассмотрены причины возникновения проблемы КРМ в распределительных сетях Российской Федерации, а также приведено состояние проблемы в некоторых зарубежных странах. Рассматривается и обосновывается подход, значительно упрощающий решение, использующий идею замены сложной многокритериальной динамической задачи статической. Выполнен анализ существующих критериев решения задач оптимального развития электрических систем и показано, что применение обновлённого критерия расчётных (приведённых) затрат в общей динамической постановке в сочетании с адаптивным подходом к решению задачи определения оптимальной степени КРМ обеспечивает достаточную точность решения и полностью использует существующую информацию о развитии систем. Выполнена математическая постановка и дана характеристика задачи оптимального развития электрических систем, направленной на решение данной проблемы. Проанализированы методы оптимизации режимов по реактивной мощности и расчёта потерь ЭЭ в системах её распределения.

Рассматривается решение задачи развития системы распределения ЭЭ, для которой заданы изменяющиеся во времени (интервалы постоянства векторов) нагрузки

потребителей и мощности станций (рассредоточенная выработка ЭЭ) $P_h(t), Q_h(t)$ внутри года t , топология (состав и конфигурация) системы, которая для данной задачи считается неизменной, определённой на этапе среднесрочного планирования развития системы для расчётного срока T_p . В такой общей постановке предполагается, что выбор величин мощности и мест установки КУ, ИРМ слабо влияет или вообще не скажется на выборе параметров электрической сети. Пусть $Q_{КУt} (t=1,2,..T_p)$ – динамический ряд мощностей КУ (ИРМ) в системе распределения ЭЭ. В этом случае для динамической задачи формула расчётных затрат на развитие и функционирование сети запишется в виде следующей аддитивной функции:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} \left[EK_t (Q_{КУt}^{уст} + \delta I_t (P_h(t), Q_h(t), Q_{КУt})) \right] (1 + E)^{T_p - t} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где E – норма дисконта (эффективности капиталовложений), являющаяся основным экономическим нормативом, используемым при приведении (дисконтировании) затрат, принимается по данным Центробанка РФ; δI_t – превышение ежегодных издержек в год t по сравнению с годом $t - 1$; $Q_{КУt}$ – вектор рабочих мощностей КУ (ИРМ); $Q_{КУt}^{уст}$ – вектор установленных (номинальных) мощностей КУ (ИРМ).

В работе приведено обоснование перехода от функции (1) к критерию оптимальности, который аналогичен статическому

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (EK_t + \delta I_t) (1 + E)^{t-1}. \quad (2)$$

Отличие в данном случае в том, что для динамической (многоэтапной) задачи число переменных в T_p раз превышает число переменных n статической (одноэтапной) задачи и составляет величину $T_p \cdot n$. Поэтому для решения динамической и статической задач принципиально можно применить одни и те же методы, наиболее эффективные из которых рассматриваются в работе.

Реальные задачи оптимизации развития систем распределения ЭЭ являются многорежимными. Причём число уравнений связи - балансовых ограничений довольно большое – равно сумме $\sum_{t=1}^{T_p} w_t$, если w_t разные, или $T_p \cdot w_t$, если w_t одинаковые. В связи с этим замена динамического критерия статическим с учётом адаптивного подхода является вполне приемлемой, если для этой цели дополнительно использовать следующий важный приём: заменить большое число расчётов представительных (характерных) режимов некоторым объёмом расчётов с применением так называемых интегральных характеристик множеств режимов, причём если такая замена выполняется без существенной потери точности.

Адаптивный подход (скользящее планирование) предполагает поэтапное уточнение оптимального решения задачи выбора степени компенсации реактивных нагрузок электрической сети по мере появления дополнительной информации о её развитии. При этом на каждом этапе оптимизационная задача ставится как статическая краткосрочного планирования развития и основывается на достаточно достоверной исходной информации (расчётный уровень нагрузок ближайших 2–3 лет). В данной работе такой

подход применяется к задаче оптимального выбора КУ, ИРМ и подробно рассматривается в дальнейшем.

Наряду с учётом многорежимности один из труднейших вопросов – учёт многокритериальности – резко усложняет практическое решение. В таких условиях наиболее распространённым на практике (хотя и не самым лучшим) предложением является отказ от многокритериальной и решение чётко формализуемой однокритериальной задачи с целевой функцией и заменой других критериев системой ограничений.

Выбор вида КУ преимущественно предопределяется высокими экономическими и эксплуатационными показателями конденсаторных батарей. Установка статических источников реактивной мощности (статических компенсаторов) может оказаться целесообразной для отдельных крупных узлов распределительной системы.

С учётом отмеченных принципиальных положений формирования целевой функции данной задачи в целом даётся её математическая постановка.

Задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок в циклах оперативного управления (внутри суток), краткосрочного (сутки, неделя), долгосрочного (месяц, квартал, год) планирования режимов и оптимального выбора ИРМ (мощности и мест установки) при краткосрочном планировании развития (1–5 лет) системы распределения ЭЭ в общем виде имеют следующую постановку: определить управляемые режимные параметры \bar{Z} (РМ источников, напряжения узлов и др.), обеспечивающие минимальное значение целевой функции F , в качестве которой принимаются потери ЭЭ в сети (эксплуатационная задача), являющиеся определяющими при ведении (оптимизации) и планировании режимов, или расчётные (приведенные) затраты при планировании развития систем (проектная задача), связанные с установкой новых КУ в РЭС:

$$\min F(\bar{Z}) \quad (3)$$

при балансовых (функциональных) ограничениях в виде равенств (уравнения установившихся режимов (УУР) и баланса мощностей КУ):

$$\bar{W}(\bar{Z}) = 0 \quad (4)$$

и простых ограничениях типа неравенств (технические и режимные ограничения)

$$\bar{Z}_{\min} \leq \bar{Z} \leq \bar{Z}_{\max} . \quad (5)$$

В настоящей работе предлагается замена проектной динамической (многоэтапной) задачи краткосрочного планирования развития системы распределения ЭЭ статической (одноэтапной) задачей с учётом адаптивного подхода (уточнение решения по мере появления дополнительной информации о развитии системы), в результате чего целевая функция (1) представляется расчётными (приведенными) затратами на развитие и функционирование сети (установку ИРМ, их эксплуатацию и потери ЭЭ в сети):

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 = EK(Q_{КУ}^{уст}) + И(Q_{КУ}) + И(\Delta Э) \rightarrow \min , \quad (6)$$

где $Z_1 = EK(Q_{КУ}^{уст})$ – инвестиционная составляющая, связанная с установкой новых КУ;

$Z_2 = И(Q_{КУ})$ – стоимость потерь ЭЭ в существующих и устанавливаемых КУ;

$Z_3 = И(\Delta Э)$ – стоимость потерь ЭЭ в РЭС рассматриваемого района; $Q_{КУ}^{уст}$ – устанавли-

ваемая (установленная) мощность КУ; $Q_{КУ}$ – математическое ожидание (среднее значение) мощности КУ за рассматриваемый интервал времени.

Разработка аппарата, учитывающего многорежимность, базируется на имеющихся результатах исследований в двух основных направлениях. К первому из них относятся существующие алгоритмы и программы, в том числе зарубежные, доведённые до практической реализации, позволяющие решать частную эксплуатационную задачу оптимизации по РМ отдельных мгновенных режимов с целевой функцией в виде суммарных потерь активной мощности: СДО-7 (г. Иркутск), АНАРЭС-2000 (г. Иркутск, г. Новосибирск), RastrWin (г. Екатеринбург), КОСМОС (Украина), PowerFactory (Германия) и др. Вместе с тем, решение эксплуатационной задачи оптимизации отдельного режима сети составляет важную часть решения общей задачи выбора компенсирующих устройств, но не исчерпывает её. Решение оптимизационной задачи путём расчёта нескольких характерных режимов (как правило, наибольших и наименьших нагрузок) также не позволяет получить точные и достоверные для практических целей результаты в полной мере соответствующие критерию (6). Задача (3) –(6) относится к классу задач нелинейного математического программирования, и для её решения необходимы учёт совокупности режимов (многорежимности), получение и анализ интегральных характеристик этой совокупности, таких как потери электроэнергии в системе, диапазоны и графики изменения напряжений и реактивных мощностей в её узлах системы. Непосредственная оптимизация каждого режима в отдельности (метод статистических испытаний), обобщение и анализ экономических и режимных характеристик всей совокупности режимов резко усложняет рассматриваемую задачу, делает её чрезмерно громоздкой и трудоёмкой. В этих условиях наиболее перспективным представляется применение зарекомендовавших в эксплуатационных задачах градиентных методов, с использованием вероятностно-статистического (стохастического) подхода. В основу разработанного алгоритма оптимального выбора КУ с учётом многорежимности положен обобщённый метод приведенного градиента (ОМПГ), как наиболее приспособленный к решению электроэнергетических задач, в частности, эффективно учитывающий детерминированные и стохастические свойства данных, балансовые и простые ограничения, особенности целевой функции, и в итоге, при статистическом подходе решить данную задачу более строго, чем детерминированным методом с однозначно задаваемой информацией.

Второе направление опирается на статистический подход для моделирования и анализа режимов электрических систем в целях учёта многорежимности. Здесь следует выделить определение интегральных характеристик режимов электрических систем и, в первую очередь, потерь электроэнергии. Для этой цели применены многорежимные модели, использующие матрицу корреляционных моментов (МКМ) нагрузок. На основании такого подхода в диссертации разработаны практически все необходимые для данной задачи интегральные характеристики режимов электрических систем. В этой ситуации ввиду большого объёма МКМ в работе предложено и реализовано моделирование искомой МКМ, используя идеи и принципы факторного (компонентного) анализа, позволяющие эффективно определять интегральные параметры системы без непосредственного расчёта всей совокупности её режимов.

В оптимизационном алгоритме происходит многократное обращение к блоку расчёта интегральных характеристик режимов, точность и достоверность вычисления которых оказывает непосредственное влияние на правильность оптимизационного решения. Особенно высоки требования к надёжности определения потерь ЭЭ при

оценке эффективности вновь устанавливаемых КУ. В этих условиях представляется эффективным не только предложение нового метода расчёта потерь ЭЭ, а также разработка методологии комплексного (комбинированного) применения предлагаемого и известных методов. В работе представлено решение данной проблемной задачи.

Во второй главе предложены основные теоретические положения статистического моделирования всей совокупности режимов распределительных сетей и систем. В этих условиях перспективно использование статистических методов сокращения объёмов информации («сжатия» информации), в частности, основанных на идеях и принципах факторного анализа. Рассмотрены основные теоретические положения и способы практического использования такого подхода на основе факторного моделирования графиков нагрузок ЭС для определения интегральных характеристик режимов (потерь электроэнергии, диапазонов и графиков изменения параметров режимов) и решения оптимизационных задач без проведения электрических расчётов всей совокупности режимов ЭС.

В разомкнутых сетях 6, 10 кВ преимущественно доступна информация о некоторых параметрах режима головных участков (отпуск энергии, максимальные и минимальные значения токовых нагрузок, потреблённая ЭЭ на некоторых подстанциях); в сетях 35–150 (220) кВ, работающих как в разомкнутом, так и в замкнутом режимах, известны средние нагрузки, а также частично или полностью графики нагрузок в узлах, фиксируемые автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) с заданным интервалом усреднения или являющиеся данными сезонных замеров.

Центральной проблемой при определении потерь ЭЭ является учёт многорежимности на заданном интервале времени T . Для всей схемы ЭС, имеющей m продольных элементов и $N+1$ узлов, нагрузочные потери ЭЭ принципиально определяются точным суммированием (интегрированием) потерь мощности ΔP на всех интервалах времени Δt (во всех режимах) расчётного периода T по выражениям:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{нагр}} = 3 \sum_{j=1}^m R_j \int_0^T I_j^2(t) dt = \sum_{j=1}^m \int_0^T \Delta P_j(t) dt = \sum_{i,j}^{N+1} \int_0^T \Delta P_{ij}(t) dt \approx \sum_{i,j}^{N+1} \sum_{k=1}^d \Delta P_{ijk} \Delta t_k, \quad (7)$$

где d – число интервалов постоянства (осреднения) графиков электрических нагрузок $d = T/\Delta t$ длительностью Δt ; ΔP_{ij} – потери мощности на участке ij сети, вычисленные для данного интервала постоянства нагрузок, определяются по классической формуле

$$\Delta P_{ij} = \Delta V_{ij}^2 g_{ij} = [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] g_{ij}, \quad (8).$$

удобной для вычислений по результатам решения уравнений узловых напряжений (УУН).

Непосредственное определение потерь электроэнергии, опирающееся на d расчётов установившихся режимов, не только чрезмерно трудоёмко, но и затруднено случайным и частично неопределённым характером исходной информации о нагрузках ЭС, особенно в сетях низких напряжений.

Учёт многорежимности сети выполняется с помощью МКМ, компактная статистическая модель которой получена на основе метода главных компонент – частной реализации факторного анализа – применительно к выборкам графиков нагрузок, удовлетворяющих требованиям представительности.

В качестве расчётных рассматриваются в первую очередь два периода: суточный, характерный для циклов оперативного управления режимами ЭЭС, и месячный, являющийся нормативным для расчёта потерь ЭЭ и использующийся для решения задач краткосрочного планирования режимов.

Изменения электрических нагрузок сетей подвержены влиянию случайных факторов, поэтому математической моделью нагрузочного узла может являться случайная величина или случайный процесс. Предполагается, что период T , для которого в дальнейшем будут строиться те или иные интегральные характеристики, существенно превосходит период наиболее медленных слагающих изменения случайного процесса. В таких условиях представление изменения нагрузок как случайного процесса не даёт ощутимых преимуществ по сравнению с более простой моделью того же явления – случайной величиной, то статистическое моделирование нагрузок как случайные величины представляется наиболее объективным. Это позволяет уменьшить объём исходной информации, упростить методы определения интегральных характеристик, анализ режимов и алгоритмы оптимизации. Моделирование электрических нагрузок на основе факторного анализа позволяет выявить общие и наиболее устойчивые закономерности изменения мощностей нагрузок, выполнить свёртывание (сжатие) информации о многорежимности на основе малого числа обобщающих факторов с последующим их применением при расчёте потерь ЭЭ и других интегральных параметров

В качестве наиболее представительных статистических оценок случайных величин нагрузок рассматриваются их математические ожидания MP_i, MQ_i

$$MP_i = \frac{1}{T} \int_0^T P_i(t) dt = \frac{\mathcal{E}_{P_i}}{T}, \quad MQ_i = \frac{1}{T} \int_0^T Q_i(t) dt = \frac{\mathcal{E}_{Q_i}}{T}, \quad \text{или} \quad MQ_i = \frac{\mathcal{E}_{P_i} \operatorname{tg} \varphi}{T}, \quad (9)$$

получаемые на основании данных об энергии $\mathcal{E}_{P_i}, \mathcal{E}_{Q_i}$ за расчётный период T .

Эта информация более доступна и достоверна, чем мгновенные значения нагрузок узлов в момент максимума электрических систем или в любой один и тот же момент периода T . Интегральные характеристики (9) учитывают в компактном точечном виде всё множество режимов на заданном интервале времени T .

Для выражения статистической связи графиков нагрузок (генерации) $N+1$ узлов ЭЭС посредством дисперсий $\sigma^2 P_i, \sigma^2 Q_i$ и корреляционных моментов $k(P_i Q_j), k(Q_i P_j), k(P_i P_j), k(Q_i Q_j)$ используется симметричная МКМ мощностей K_S размерностью $2N \times 2N$. Для симметричной МКМ квадратная невырожденная матрица линейного оператора имеет не более $2N$ различных действительных собственных значений, при действии которых формируется система линейно-независимых собственных векторов.

Используя разложение выражения потерь мощности (8) в ряд Тейлора в малых окрестностях математических ожиданий параметров режима V, δ с учётом его первых трёх членов и последующее интегрирование (7) на заданном интервале времени T , можно получить различные приближённые выражения потерь ЭЭ. Так для всей сети в целом имеем:

$$\Delta \mathcal{E} = M \Delta \mathcal{E} + \sigma \Delta \mathcal{E} = \Delta P(M \bar{V}, M \bar{\delta}) T + \left[\frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(V_i V_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} + \right. \quad (10)$$

$$+ \left. \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(V_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(\delta_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] T,$$

где $\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta})$, $k(V_i V_j)$, $k(V_i \delta_j)$, $k(\delta_i \delta_j)$ – потери мощности, корреляционные моменты, вычисленные в точке, соответствующей математическим ожиданиям модулей MV и фаз $M\delta$ напряжений; $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j}$ – вторые производные выражения потерь мощности по соответствующим переменным, вычисленные относительно той же точки; N – количество узлов в схеме без балансирующего.

В выражении потерь ЭЭ (10) фигурируют корреляционные моменты модулей V и фаз δ напряжений, формирующие МКМ напряжений, которую получают на основе системы уравнений, записанной аналогично линеаризованным УУН:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}, \quad i, j = \overline{1, N}, \quad (11)$$

где ΔP_i , ΔQ_i , ΔV_i , $\Delta \delta_i$ – отклонения активных, реактивных мощностей, модулей, фаз напряжений узлов от своих математических ожиданий.

Данное выражение позволяет определить элементы МКМ напряжений K_U на основе общего правила образования МКМ зависимых случайных величин

$$K_U = [J]^{-1} \times K_S \times [J]_T^{-1}, \quad (12)$$

где $[J]$ – матрица Якоби системы (11) для режима средних нагрузок.

Реализация модели (12) связана с использованием полностью заполненных матриц K_U и $[J]^{-1}$, а также трудоёмким определением обратной матрицы Якоби, имеющей большую размерность для реальных РЭС. Поэтому непосредственное использование формулы расчёта потерь ЭЭ (10) с учётом (12) возможно, но является громоздким и делает вычислительный процесс неэффективным. Для упрощения процесса вычисления выполняется «сжатие» информации посредством моделирования нагрузок и МКМ мощностей методом главных компонент следующим образом:

1. На основе представительной выборки графиков нагрузок вычисляются M максимальных собственных чисел λ в порядке убывания их модуля и соответствующих им собственных векторов \bar{v} МКМ K_S . Данная процедура называется решением проблемы собственных значений и реализована в ряде статистических библиотек, команд и функций прикладного программного обеспечения: Fortran, Matlab, MathCAD и др. Испытаны различные методы и алгоритмы получения собственных чисел и векторов МКМ, в том числе позволяющие получить устойчивый результат с контролируемой точностью.

2. В результате компонентного анализа МКМ выделяют главные факторы, представляющие совокупность статистически-независимых графиков, отражающих основные свойства признаков: изменения конфигурации электрических нагрузок, именуемые как «обобщённые графики нагрузок» (ОГН)

$$\Gamma_{kj} = \sum_{i=1}^N v'_{ki} \Delta P_{ij} + \sum_{i=1}^N v''_{ki} \Delta Q_{ij}, \quad j = \overline{1, d}, \quad k = \overline{1, M}, \quad (13)$$

где v'_{ki} , v''_{ki} – компоненты собственного вектора \bar{v}_k МКМ; ΔP_{ij} , ΔQ_{ij} – центрированные относительно соответствующих математических ожиданий графики активной и реактивной нагрузок узла i .

Также, как и собственные векторы, ОГН являются ортогональными (статистически независимыми), некоррелированными (несвязанными) величинами. Они придают моделям, статистическому методу и в целом процессу моделирования многорежимности свойства линейности и аддитивности

3. Исходные графики электрических нагрузок P_{ij} , Q_{ij} представляются с помощью известных математических ожиданий MP_i , MQ_i и моделируемых отклонений нагрузок от математических ожиданий в виде M линейных комбинации статистически устойчивых ОГН:

$$P_{ij} = MP_i + \sum_{k=1}^M v'_{ki} \Gamma_{kj}; \quad Q_{ij} = MQ_i + \sum_{k=1}^M v''_{ki} \Gamma_{kj}, \quad i = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (14)$$

Естественным результатом указанного воспроизводства значений электрических нагрузок (14) являются оценка потреблённой электроэнергии в узле i за время T :

$$\mathcal{E}_{P_i} = \int_0^T P_i(t) dt \approx \sum_j^d P_{ij} \cdot t_j, \quad \mathcal{E}_{Q_i} = \int_0^T Q_i(t) dt \approx \sum_j^d Q_{ij} \cdot t_j. \quad (15)$$

Такое представление нагрузок оказалось эффективным, т.к. для получения модели (14) приемлемой точности обычно достаточно до трёх-четырёх первых ОГН ($M \ll N$), соответствующих наибольшему собственным значениям МКМ и отражающих до 85–95 % полной дисперсии исходных нагрузок. Установлена связь между заполнением графиков, их неравномерностью и количеством используемых моделирующих факторов ($M=1-5$), что даёт возможность регулировать вычислительную трудоёмкость определения интегральных характеристик с сохранением их точности.

В качестве примера на рисунке 1 представлены ОГН, соответствующие первым трём максимальным собственным числам и собственным векторам МКМ, полученной для совокупности 48 исходных суточных графиков Красноярской энергосистемы.

На рисунке 2 показаны ОГН, соответствующие первым четырём максимальным собственным числам и векторам МКМ, составленной по данным статистически представительной выборки посуточных средних активных нагрузок, полученных через суточное электропотребление на месячном интервале.

Полученные ОГН отражают общие закономерности изменения мощностей нагрузок исходной совокупности узлов, поэтому могут использоваться для моделирования (восстановления) неизвестных графиков нагрузок, прогнозирования электропотребления в рассматриваемом районе. Использование преимуществ факторного моделирования нагрузок позволяет практически снять частичную неполноту (неопределённость) данных о режимах электропотребления и нагрузках большинства ТП распределительных сетей напряжением 6–35 кВ.

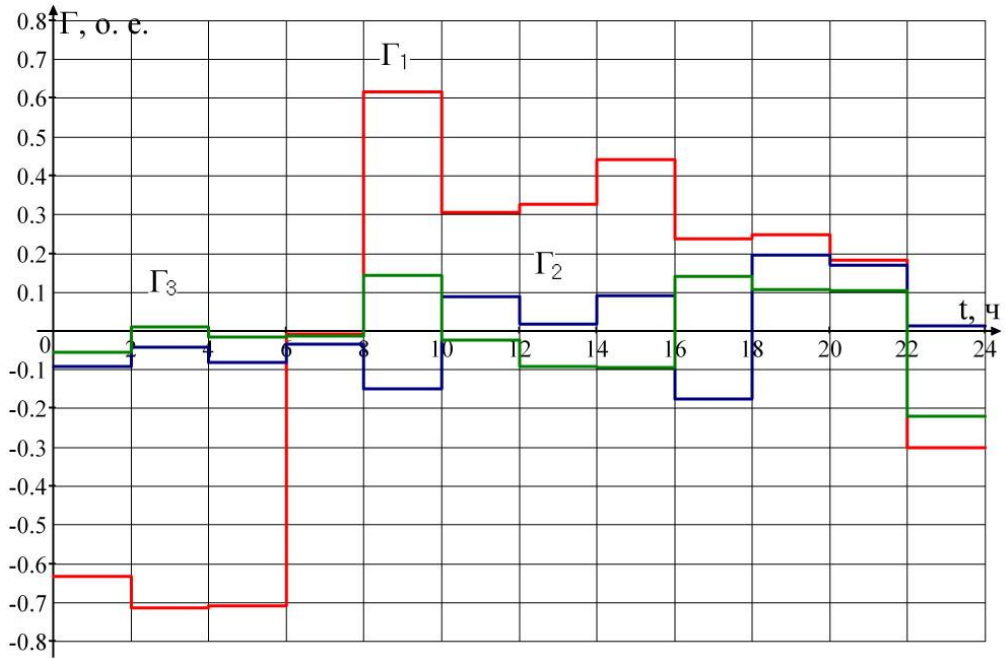


Рисунок 1. Суточные ОГН с количеством интервалов постоянства $d = 12$

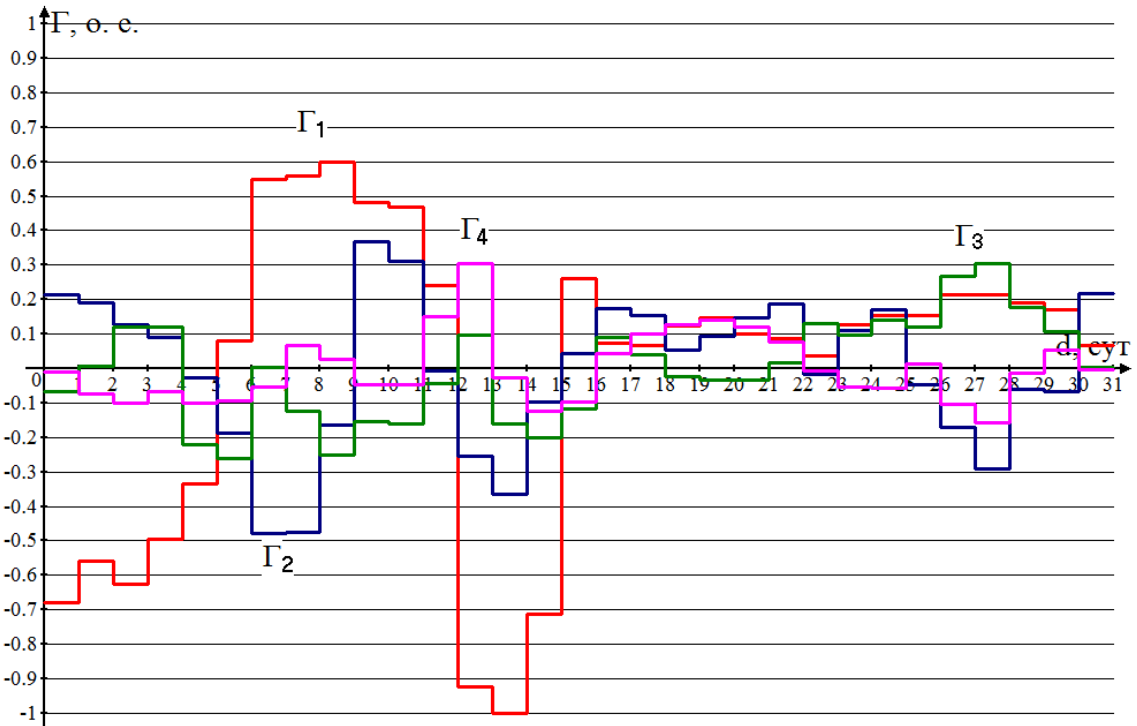


Рисунок 2. Месячные ОГН с количеством интервалов постоянства $d = 31$

Для моделирования неизвестных графиков в $(N - n)$ узлах системы распределения ЭЭ предложена модифицированная факторная модель нагрузок:

$$\begin{aligned}
 P_{ij} &= MP_i + MP_i \cdot \alpha_i^P \cdot \Gamma'_j; \quad Q_{ij} = MQ_i + MQ_i \cdot \alpha_i^Q \cdot \Gamma'_j, \\
 i &= \overline{1, N-n}, \quad j = \overline{1, d}, \quad \Gamma'_j = \sum_{k=1}^M \lambda'_k \cdot \Gamma_{kj}, \quad \sqrt{\sum_{k=1}^{2n} (\lambda'_k)^2} = 1,
 \end{aligned}
 \tag{16}$$

где α_i^P , α_i^Q – коэффициенты, моделирующие неравномерность электропотребления; Γ'_j , λ'_k – средневзвешенный ОГН и нормированные на евклидову длину собственные числа, полученные из МКМ, составленной для n узлов с известными графиками нагрузок.

В качестве исходных данных используются средние (определяются через отпуск энергии головного участка за анализируемое время), наибольшие и наименьшие (определяются на основе замеров) значения нагрузок. Коэффициенты α_i^P , α_i^Q выражений (16) определяются из условий:

$$\left| P_{i\max}^{\text{мод}} - P_{i\max}^{\text{зам}} \right| + \left| P_{i\min}^{\text{мод}} - P_{i\min}^{\text{зам}} \right| \rightarrow \min ; \left| Q_{i\max}^{\text{мод}} - Q_{i\max}^{\text{зам}} \right| + \left| Q_{i\min}^{\text{мод}} - Q_{i\min}^{\text{зам}} \right| \rightarrow \min , \quad (17)$$

где $P_{i\max}^{\text{мод}}$, $Q_{i\max}^{\text{мод}}$, $P_{i\min}^{\text{мод}}$, $Q_{i\min}^{\text{мод}}$ – наибольшие и наименьшие мощности модели (14) графика нагрузки узла i ; $P_{i\max}^{\text{зам}}$, $Q_{i\max}^{\text{зам}}$, $P_{i\min}^{\text{зам}}$, $Q_{i\min}^{\text{зам}}$ – наибольшие и наименьшие замеренные мощности нагрузки узла i .

Для отдельных ТП с учётом отраслевой принадлежности и известных относительных средних нагрузок MP_* и значений псевдосредних нагрузок MP_i° , рассчитываемых по данным системы головного учёта, восстанавливается их наибольшие нагрузки и соответственно компоненты графиков изменения нагрузок

$$P_{i\max} = MP_i^\circ / MP_* \quad P_{ij} = P_{i\max} \cdot P_{*ij} \quad i = \overline{1, N-n}, j = \overline{1, d} . \quad (18)$$

Погрешность моделирования поинтервальных значений неизвестных графиков нагрузок по моделям (14)-(18), находящаяся в диапазоне $\pm (2-15) \%$, для определения интегральных характеристик решающего значения не имеет, поскольку влияние её снижается в результате последовательного (итерационного) уточнения псевдосредних нагрузок и соответственно моделей графиков нагрузок в комбинированном алгоритме определения этих характеристик.

В третьей главе предлагается модифицированная стохастическая модель учёта множества установившихся режимов электрической сети произвольной конфигурации на основе статистического моделирования МКМ для определения интегральных характеристик в распределительных сетях 6–110 (220) кВ. Сформулированы алгоритмы и обоснована целесообразность расчёта интегральных характеристик стохастическим методом.

Решение задачи оптимальной компенсации реактивной мощности (КРМ) базируется на учёте всей совокупности режимов в виде их интегральных характеристик, прежде всего потерь ЭЭ, являющихся целевым критерием решения эксплуатационной задачи с определением оптимальной загрузки существующих КУ, и входящих в состав целевой функции расчётных затрат решения проектной задачи с определением мощности и мест установки новых КУ. Блок расчёта потерь ЭЭ является одним из центральных в алгоритме оптимальной КРМ.

Расчёт с достаточной точностью и минимизация потерь ЭЭ – это не только необходимые условия эффективной КРМ, но и центральная эксплуатационная задача энергосбережения. Надёжное (приемлемо точное и достоверное) определение потерь ЭЭ лежит в основе обоснования тарифов на ЭЭ, является необходимым для нахождения экономически оправданного уровня потерь, их нормирования и разработки мероприятий по снижению, способствует принятию адекватной оценки эффективности функ-

ционирования распределительных сетевых компаний, ввода новых КУ, выбора средств регулирования напряжения и реактивной мощности.

Общее выражение нагрузочных потерь ЭЭ (7) задаётся в виде (10): суммы основной составляющей $M\Delta\mathcal{E}$, определяемой для режима средних нагрузок, и дисперсионной составляющей $\sigma\Delta\mathcal{E}$, учитывающей отклонение нагрузок от средних значений. Основная составляющая потерь ЭЭ определяется в результате расчёта установившегося режима (УР) для средних нагрузок (9) с высокой надёжностью. Наибольшую трудность представляет полный и нетрудоёмкий учёт многорежимности при вычислении дисперсионной составляющей, что является определяющим фактором в расчёте потерь ЭЭ в целом.

Поскольку отклонения напряжений и мощностей от своих математических ожиданий приближённо связаны линеаризованной системой УУН вида (11), центрированные случайные параметры (изменения фаз и модулей напряжений) $\Delta\delta_i$, ΔV_i также как и величины ΔP_i , ΔQ_i , аналогично (14) представляются линейными комбинациями ОГН:

$$V_{ij} = MV_i + \sum_{k=1}^M \gamma''_{ki} \Gamma_{kj} \quad \delta_{ij} = M\delta_i + \sum_{k=1}^M \gamma'_{ki} \Gamma_{kj} \quad i = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (19)$$

После подстановки отклонений параметров режима из выражений (14) и (19) в систему (11) коэффициенты γ'_{ki} , γ''_{ki} , моделирующие отклонения фаз и модулей напряжений от средних значений, вычисляются из решения уравнений, эквивалентных линеаризованной системе УУН

$$[J] \times \begin{bmatrix} \overline{\gamma'_{ki}} \\ \overline{\gamma''_{ki}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{v'_{ki}} \\ \overline{v''_{ki}} \end{bmatrix}, \quad k = \overline{1, M}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (20)$$

где коэффициенты v'_{ki} , v''_{ki} определяются с помощью исходных (восстановленных) графиков нагрузок и ОГН согласно (14) формулами вида:

$$v'_{ki} = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d \Gamma_{kj} \Delta P_{ij}; \quad v''_{ki} = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d \Gamma_{kj} \Delta Q_{ij}, \quad k = \overline{1, M}, \quad i = \overline{1, N}. \quad (21)$$

Стохастическая модель графиков нагрузок (13)-(14), (19)-(21) позволяет выразить элементы МКМ напряжений и мощностей с помощью моделирующих коэффициентов

$$k(\delta_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \gamma'_{ki} \gamma'_{kj}; \quad k(V_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \gamma''_{ki} \gamma'_{kj}; \quad k(V_i V_j) = \sum_{k=1}^M \gamma''_{ki} \gamma''_{kj}; \quad \sigma^2 \delta_i = \sum_{k=1}^M \gamma'^2_{ki}; \quad \sigma^2 V_i = \sum_{k=1}^M \gamma''^2_{ki}. \quad (22)$$

Аналогичные выражениям (22) для элементов МКМ мощностей определяются в виде:

$$k(P_i P_j) = \sum_{k=1}^M v'_{ki} v'_{kj}, \quad k(P_i Q_j) = \sum_{k=1}^M v'_{ki} v''_{kj}, \quad k(Q_i Q_j) = \sum_{k=1}^M v''_{ki} v''_{kj},$$

$$\sigma^2(P_i) = \sum_{k=1}^M (v'_{ki})^2; \quad \sigma^2(Q_i) = \sum_{k=1}^M (v''_{ki})^2. \quad (23)$$

С учётом корреляционных моментов напряжений и фазовых углов (22), выражение нагрузочных потерь ЭЭ (10) представляется в виде:

$$\Delta \mathcal{E} = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \sigma \Delta P \right] T = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \gamma''_{ki} \gamma''_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \gamma''_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \gamma'_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] T. \quad (24)$$

В работе также обосновано выражение нагрузочных потерь ЭЭ без использования вторых производных. Расчёты потерь электроэнергии по предложенным выражениям дают приблизительно одинаковый результат.

В результате исследований точности выражений потерь электроэнергии методом статистических испытаний при 2-4 ОГН, выполненных для выборок тестовых схем РЭС и ЭЭС 35, 110, 220 кВ с небольшим числом узлов (до 10) и реальных схем электрических сетей 6–220 кВ Красноярской энергосистемы с числом узлов до 25, установлено, что данные выражения позволяют получить нагрузочные потери с приемлемой точностью: с уровнем достоверности 0,95 для выборок средняя погрешность расчёта потерь ЭЭ составила $\delta_{cp} = -(1,2 \div 1,7) \%$ с рассеянием σ^2 до 0,70 для тестовых схем и $\delta_{cp} \pm (0,25 \div 0,45) \%$ с рассеянием σ^2 до 0,64 для реальных схем.

Блок-схема общего алгоритма получения ОГН, моделирования графиков нагрузок, расчёта потерь ЭЭ и интегральных характеристик режимов в задаче оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ представлена на рисунке.3.

Совокупность линеаризованной системы уравнений УР (11), факторного преобразования (13), модели нагрузок (14), (16) и соотношений (19)–(23), выражающих отклонения зависимых переменных (δ , V) и их вторые моменты через соответствующие характеристики независимых переменных (P , Q), составляет статистическую модель анализа УР, учёта многорежимности ЭС.

Потери холостого хода N_T трансформаторов уточняются в исходном и оптимальном режимах в соответствии с полученными графиками напряжений (19):

$$\Delta \mathcal{E}_x = \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T \int_0^T V_i^2(t) dt \approx \sum_{i=1}^{N_T} \sum_{j=1}^d G_i^T V_{ij}^2 t_j \approx T \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T M V_i^2 \quad (25)$$

Определение интегральных характеристик стохастическим методом (19)–(25) не требует проведения поинтервальных расчётов режимов, а сводится к одному расчёту установившегося режима системы распределения ЭЭ для средних нагрузок и дополнительному решению трёх-четырёх систем линейных уравнений (20) с неизменной матрицей Якоби, что позволяет резко снизить трудоёмкость учёта многорежимности и в целом расчёта потерь ЭЭ в сравнении с непосредственными d расчётами УР (7) по интервалам осреднения графиков электрических нагрузок. Метод позволяет получить потери электроэнергии и другие интегральные характеристики с достаточной для практических целей точностью и достоверностью. При этом по сравнению с детерминированными методами повышается устойчивость к случайным ошибкам. Расчёт нагрузочных потерь электроэнергии может быть реализован в любом алгоритме расчёта УР, дополняемого блоками определения (20), (21) модулирующих коэффициентов v'_{ki} , v''_{ki} и γ'_{ki} , γ''_{ki} , которые обычно увеличивают трудоёмкость расчёта не более, чем на 20 – 40 %.

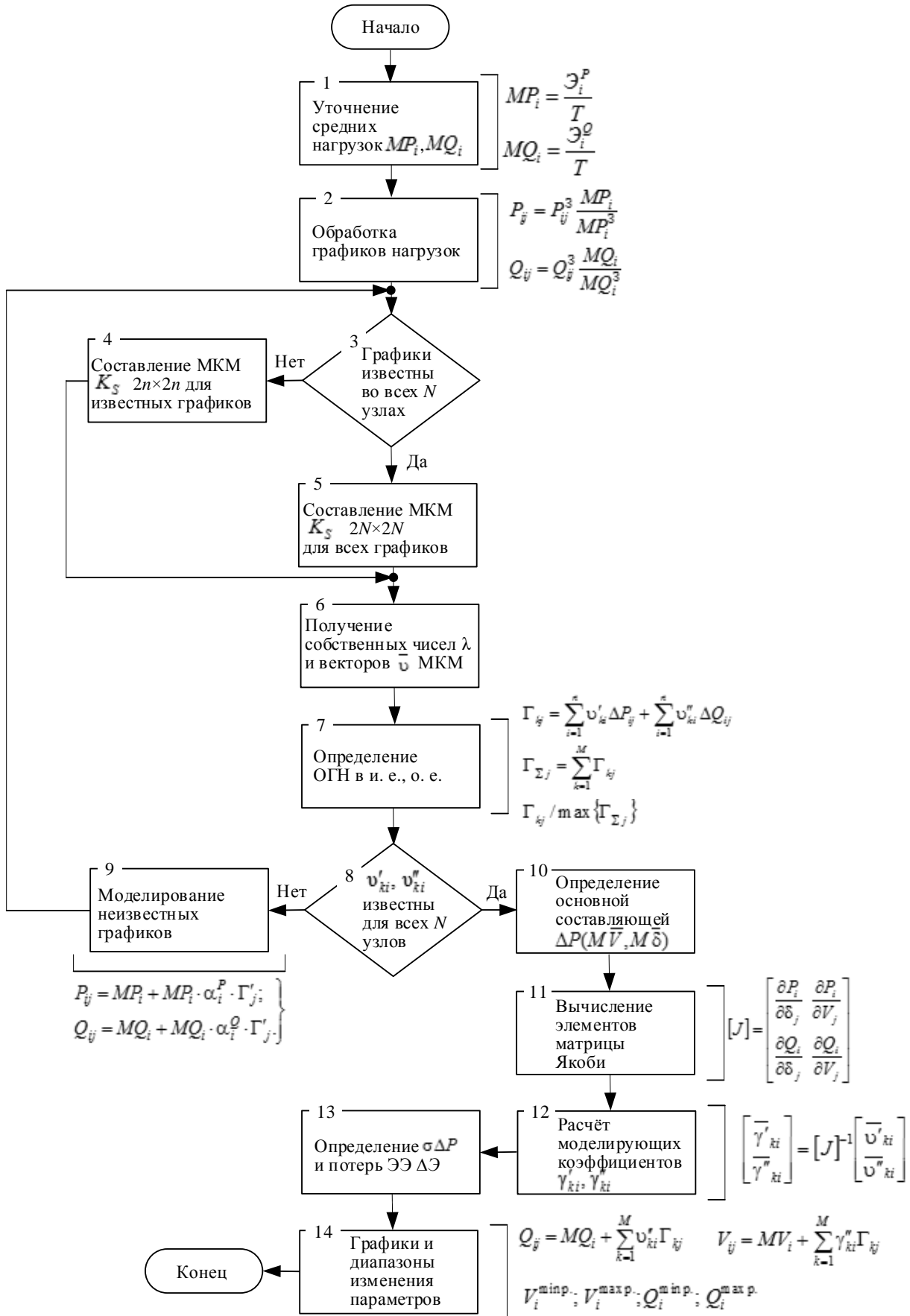


Рисунок 3 . Блок-схема алгоритма получения ОГН, моделирования графиков нагрузок, расчёта интегральных характеристик режимов

В оптимизационном алгоритме происходит многократное обращение к блоку расчёта потерь ЭЭ, надёжность (точность и достоверность) вычисления которых оказывают непосредственное влияние на правильность оптимизационного решения. Повышение надёжности расчёта потерь ЭЭ в задаче оптимального выбора ИРМ связано с учётом разнопланового влияния схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов, реализуемое с помощью применения поправочных коэффициентов, и, в итоге, с наиболее полным использованием возможностей и преимуществ детерминированного и вероятностно-статистического подходов. В работе представлено решение данной проблемной задачи.

В четвёртой главе представлена разработанная методика комплексного учёта многорежимности, учёта влияния ряда схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов на точность расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в сетях напряжением 6 – 35 кВ по данным системы головного учёта. В рамках методики разработаны методы и алгоритмы определения (уточнения) температуры и соответственно адекватного учёта активного сопротивления проводов и жил воздушных и кабельных линий, предложены формализованный способ учёта *дополнительного нагревания* проводов воздушных линий (ВЛ) в зависимости плотности нагрузки и атмосферных факторов, способ учёта загрузки и структуры схем (динамические поправки); обосновано введение поправки в метод средних нагрузок при расчёте потерь ЭЭ по месячному отпуску ЭЭ и среднемесячной температуре. Ввиду недостаточной информации о нагрузках в данных сетях обеспечение высокой надёжности расчёта потерь ЭЭ достигается с помощью построения комбинированного алгоритма расчёта потерь электроэнергии с минимизацией систематической погрешности расчёта потерь ЭЭ до значений, близких к нулевым.

Предложен метод эквивалентирования транзитных линий, обеспечивающий обзоримость эквивалентруемой части транзита с позиций суммарных потерь активной мощности и ЭЭ.

Точность расчёта переменных потерь электроэнергии в ВЛ в значительной мере определяется адекватным учётом фактической температуры и соответственно активного сопротивления проводов, зависящих от ряда режимных и атмосферных факторов: рабочего тока линии, температуры окружающего воздуха, скорости и направления ветра, солнечного излучения и др. В работе рассмотрены и реализованы три алгоритма расчёта температуры проводов ВЛ с учётом режимно-атмосферных факторов, основанные как на простой итерационной процедуре вычисления, базирующейся на уравнении теплового баланса провода, так и на более сложных дифференциальных уравнениях теплообмена. В общем итерационном алгоритме температура провода определяется в виде суммы температуры окружающей среды (воздуха) и дополнительного нагревания провода Δt за счёт тока нагрузки ВЛ и солнечного излучения при неизменных других факторах.

В работе представлены результаты разнопланового анализа дополнительного нагревания проводов Δt , применяемых в распределительных сетях 6-35 кВ, для наиболее возможного интервала изменения среднемесячных температур от -20 до $+20$ °С с нагрузкой J от 0,5 до 4,0 А/мм² (с наибольшей нагрузкой, близкой к допустимой $I_{\text{доп}}$ по нагреванию) и скоростью ветра V от 1,0 до 10 м/с, что охватывает большинство возможных состояний проводов ВЛ распределительных сетей, объединённых в семействе кривых (рисунки 4 и 5). На рисунке 4 показано сопоставление дополнительного нагревания Δt проводов различной площади сечений РЭС 6-10 кВ для крайних значений атмосферных условий: при наименьшем охлаждении ($t_{\text{в}} = +20$ °С и $V = 1,0$ м/с) и наибольшем охлаждении провода ($t_{\text{в}} = -20$ °С и $V = 10$ м/с).

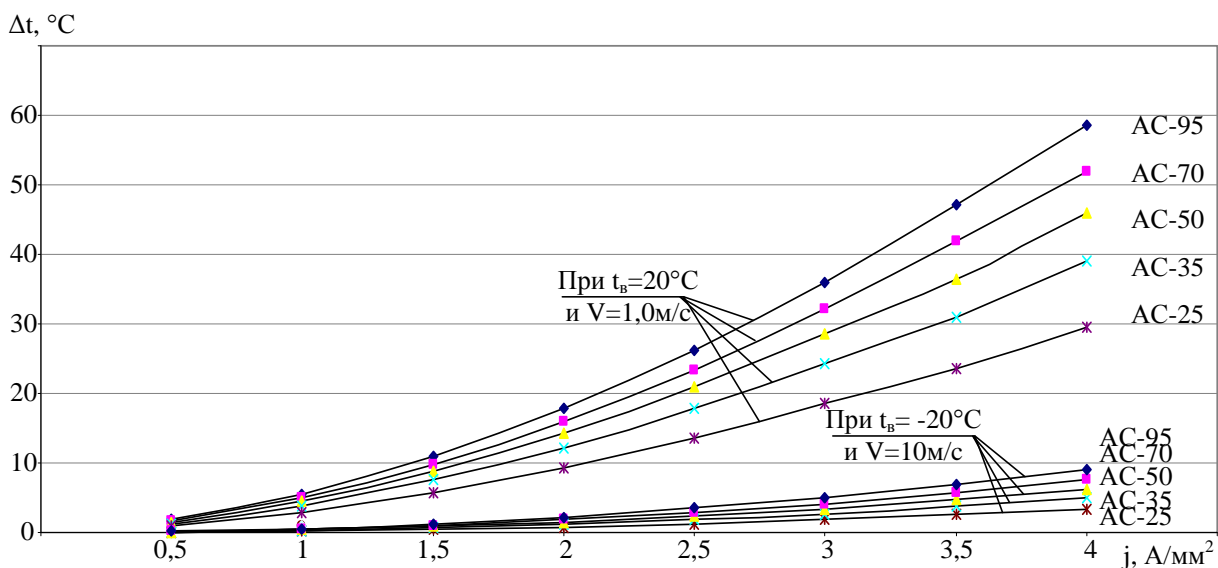


Рисунок 4. Зависимость температуры дополнительного нагрева проводов различной площади сечений

В частности, при высокой нагрузке ВЛ (плотность тока до $3,0 \text{ А/мм}^2$, $I_{\text{раб}} = 0,75 I_{\text{доп}}$) и слабом ветре ($V = 1,0 \text{ м/с}$) ожидается дополнительное нагревание проводов Δt от $18,5$ до 36°C . Тогда фактические температуры проводов в летнее время ($t_{\text{ср.м.}} = +20^\circ\text{C}$) увеличиваются до 56°C , что обуславливает рост потерь ЭЭ в линиях до $14,4\%$. Для сравнения отметим, что расчёт потерь ЭЭ при нормативной температуре проводов ($t_{\text{нр}} = +20^\circ\text{C}$) и ожидаемых фактических нагрузках (плотность тока до $2,0 \text{ А/мм}^2$) завышает расчётные значения потерь ЭЭ в ВЛ в зимних условиях ($t_{\text{ср.м.}} = -20^\circ\text{C}$) до $13\text{--}15\%$, а в летнем сезоне ($t_{\text{ср.м.}} = +20^\circ\text{C}$) не учёт отмеченного дополнительного нагревания от 10 до 20°C занижает потери в ВЛ до $4\text{--}8\%$. Установлено, что под действием солнечного излучения активное сопротивление проводов увеличивается до 5% , потери электроэнергии – до 2% .

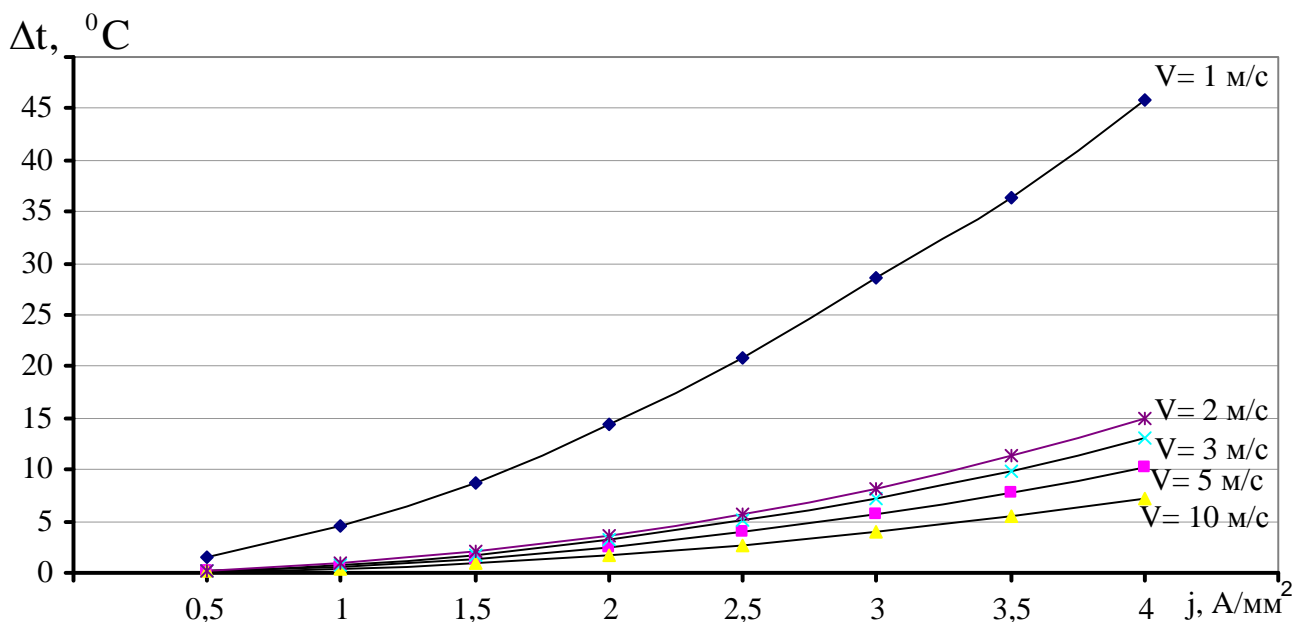


Рисунок 5. Зависимость температуры дополнительного нагрева провода AC-50/8 от токовой нагрузки при температуре воздуха 20°C и различных скоростях ветра

Аналогичное исследование для кабельных линий является более сложным и в настоящее время выполнено не в полной мере ввиду отсутствия алгоритмов определения температуры жил для уточнения активного сопротивления и потерь ЭЭ. В настоящей работе предложен алгоритм определения температуры жил кабелей напряжением 6-110 кВ, применяемых в системах распределения ЭЭ, с учётом токовой нагрузки, температуры окружающей среды, особенностей конструкции (марка кабеля, число и тип жил, вид изоляции) и условий прокладки (земля, воздух), основанный на расчёте допустимых токовых нагрузок кабелей (тепловом расчёте).

С помощью схем замещения кабелей для расчёта допустимых токов нагрузки составлены уравнения теплового баланса кабелей ряда конструкций. На основе решения уравнений теплового баланса, предложен итерационный алгоритм расчёта дополнительного нагревания жил Δt по отношению к температуре окружающей среды. Из уравнений теплового баланса кабелей также выведены аналитические зависимости для определения температуры жил. Проверка алгоритма и зависимостей выполнена по результатам определения максимально допустимых температур жил для кабелей напряжением 10, 35, 110 кВ различной площади сечений при прокладке в земле, воздухе и длительно допустимых токах и сопоставления с эталонной температурой $t_{ж(от)}^{\max}$. Результаты показали достаточную точность расчёта: средняя погрешность менее 5°C . На сегодняшний день в отличие от ВЛ, ввиду особенностей конструкции кабелей, не существует прямого способа (непосредственно, без использования всевозможных расчётов) измерения температуры жил.

Во второй части главы методом статистических испытаний выполнена оценка влияния ряда схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов и предложены способы их учёта. В частности, установлено существенное влияние внутримесячного изменения температуры проводов ВЛ и электропотребления (отпуска ЭЭ) в РЭС на погрешность расчёта потерь ЭЭ в ВЛ и доказано что при расчёте потерь ЭЭ за отчётный месяц по месячному отпуску ЭЭ и среднемесячной температуре $t_{\text{ср.мес}}$ необходима во всех случаях корректировка расчётных потерь ЭЭ в сторону увеличения. Средняя ошибка, отражающая систематическую погрешность метода средних нагрузок с моделированием среднеквадратичного тока, составляет около $-6,55\%$ с точностью 0,849 и надёжностью 0,95 («исправленная» эмпирическая дисперсия $\sigma^2 = 14,23$), т. е. для получения потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётные значения потерь ЭЭ в ВЛ увеличить в $k_{\text{ср.мес.}} = 1/(1-0,0655) \approx 1,07$ раз, а выражение метода средних нагрузок применять в виде

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{вл}} = 3k_{\text{ср.мес.}} R I_{\text{ср.мес.}}^2 k_{\phi}^2 T. \quad (26)$$

Установлено, что увеличение ошибки расчёта потерь ЭЭ методом средних нагрузок с ростом отпуска ЭЭ в сеть $\mathcal{E} = \sqrt{\mathcal{E}_{\text{P omn}}^2 + \mathcal{E}_{\text{Q omn}}^2}$ и соответственно загрузки сети

$$\xi = \mathcal{E} / (S_{\text{НОМ}\Sigma}^T \cdot T) \quad (27)$$

происходит во всех случаях, но с разной интенсивностью для схем РЭС различного состава. Для сетей, в которых суммарное сопротивление ВЛ $\sum \underline{Z}_j^{BЛ}$ преобладает над суммарным сопротивлением трансформаторов $\sum \underline{Z}_i^T$ суммарной номинальной мощно-

стью $S_{НОМ\Sigma}^T$, при одинаковых их загрузке ξ наблюдается большая погрешность, чем для схем с преобладанием сопротивлений трансформаторов.. Анализ полученных погрешностей показал, что их необходимо учитывать отдельно для схем с соотношениями суммарных сопротивлений

$$k_Z = \left[\sum Z_j^W \right] / \left[\sum Z_i^T \right] > 0,05, \quad \left[\sum Z_j^W \right] / \left[\sum Z_i^T \right] \leq 0,05. \quad (28)$$

Получены аппроксимирующие функции погрешностей $\delta_{л} = \varphi(\xi)$ и $\delta_{т}^H = \psi(\xi)$ (динамические поправки) расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах в виде полиномов второй степени.

Для схем РЭС с $k_Z > 0,05$ имеем:

$$\delta_{л} = -1,15 + 1,38\xi - 11,00\xi^2; \quad \delta_{т}^H = -5,79 + 9,99\xi - 10,97\xi^2. \quad (29)$$

Для схем с $k_Z \leq 0,05$:

$$\delta'_{л} = 0,97 - 2,91\xi - 0,05\xi^2; \quad \delta'_{т}^H = -1,91 - 0,05\xi - 2,20\xi^2. \quad (30)$$

Функции (29), (30) позволяют в процессе расчёта, в зависимости от загрузки сети ξ (27) и структуры схемы k_Z (28), вводить в расчётные значения потерь ЭЭ динамические поправки в виде $\Delta\mathcal{E}_i^P / (1 + \delta/100)$. По модифицированной таким образом методике расчёта потерь ЭЭ с надёжностью 95% с результирующей ошибкой до 0,210 суммарная погрешность расчёта технических потерь ЭЭ в РЭС находится в интервале $-0,51\%$ до $-0,09\%$ со средним значением близким к нулю ($\sigma^2=3,16$) и наибольшим рассеянием от $-2,5\%$ до $1,5\%$, с теснотой связи от 0,71 до 0,87.

Дополнительное увеличение эффективности расчёта потерь ЭЭ связано с построением комбинированных алгоритмов. Наиболее естественен учёт детерминированного и случайного характера данных и соответственно моделирование многорежимности на основе объединения детерминированного и вероятностно-статистического методов в едином комбинированном алгоритме расчёта потерь ЭЭ, что в наибольшей мере позволяет учитывать свойства, возможности и преимущества объединяемых алгоритмов. При этом реализация такого объединения выполнена в следующих двух направлениях.

Первое направление заключается в непосредственном взаимном дополнении детерминированного и стохастического подходов и в итоговом балансировании основной и дисперсионной составляющей потерь ЭЭ. Детерминированный алгоритм расчёта технической составляющей потерь, базирующийся на режимных данных системы головного учёта и использующий информацию об отпуске ЭЭ и эквивалентном напряжении источника, реализуется в виде:

$$\Delta\mathcal{E} = 3k_{\phi}^2 \sum_{j=1}^m I_{cpj}^2 R_j T = \left[\sum_{j=1}^m \Delta P_{cpj} + (k_{\phi}^2 - 1) \Delta P_{cp} \right] T = M\Delta\mathcal{E} + \sigma\Delta\mathcal{E}, \quad (31)$$

известный как метод средних нагрузок, где информация о многорежимности учитывается при помощи коэффициента формы k_{ϕ} . Предварительно определяемое по данным ЭЭ головного участка значение этого коэффициента уточняется в процессе расчёта на

основе рассмотренной факторной модели нагрузок с отражением влияния изменения режима разветвлённой части сети через дисперсионную составляющую потерь ЭЭ. С учётом определения основной составляющей потерь ЭЭ по средним нагрузкам $M\Delta\mathcal{E}$ и дисперсионной составляющей $\sigma\Delta\mathcal{E}$ (31) на основе описанного стохастического подхода (24) и сопоставления выражений (24) и (31) уточняется коэффициент формы

$$k_{\phi}^2 = 1 + \frac{\sigma\Delta\mathcal{E}}{M\Delta\mathcal{E}}, \quad (32)$$

компактно учитывающий многорежимность через $\sigma\Delta\mathcal{E}$, отклонения нагрузок от средних значений во всей схеме. Последующие корректировки потерь $\Delta\mathcal{E}$ по выражению (31), отпущенной в сеть ЭЭ (отпуск ЭЭ головного участка за вычетом потерь), средних (псевдосредних) нагрузок узлов и единого значения коэффициента формы k_{ϕ} сети, позволяют поочерёдно уточнить основную и дисперсионную составляющие потерь ЭЭ в (31) и (24) соответственно, а перерасчёт k_{ϕ} по формуле (32) – уменьшить сглаживающее влияние единого коэффициента формы k_{ϕ} и соответствующую составляющую погрешности на учёт многорежимности разветвлённой части РЭС, что в итоге позволяет исключить частичную неопределённость данных о нагрузках.

Вторая реализация комбинированного подхода связана с определением оптимального сочетания результатов детерминированного $\Delta\mathcal{E}_{\text{дет}}$ (31) и вероятностно-статистического методов $\Delta\mathcal{E}_{\text{ст}}$ (24) расчёта потерь ЭЭ в составе средневзвешенной величины:

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{расч}} = \Delta\mathcal{E}_{\text{дет}} \cdot \eta + \Delta\mathcal{E}_{\text{ст}} \cdot \alpha, \quad (33)$$

Наилучшее (оптимальное) сочетание $\alpha = 1 - \eta$ веса детерминированного η и вероятностно-статистического α результатов установлено методом статистических испытаний по критерию минимума относительной ошибки вычисления средневзвешенной величины потерь. По результатам репрезентативного (в рамках t-статистики) количества опытов установлено, что наименьшее её значение $\delta_{\text{сп}} = 0,020\%$ (с точностью $\varepsilon = 1,41$ и эмпирической дисперсией $\sigma^2 = 8,73$) находятся в узком интервале $\alpha = [0,7; 0,8]$ знакопеременности ошибки.

Реализация рассмотренных комбинированных подходов и расчётных приёмов к определению потерь ЭЭ в распределительных сетях позволяет с высокой надёжностью получить расчётное значение потерь ЭЭ со средней погрешностью, приближающейся к нулевому значению, и разбросом в пределах погрешности исходных данных. Отмеченное позволяет считать, что точность расчётов потерь электроэнергии в данном случае целиком зависит лишь от точности исходной информации..

Увеличение точности и достоверности расчёта технической составляющей потерь ЭЭ, её доли от от поступившей ЭЭ в сеть $\eta = \Delta\mathcal{E}_{\text{техн}}^{\text{расч}} / \mathcal{E}$ позволяет более качественно определить (с учётом погрешностей μ учёта ЭЭ и расчёта потерь $\delta_{\text{техн}}$) допустимую величину коммерческой составляющей

$$\delta\mathcal{E} = (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot \mathcal{E} \quad (34)$$

и значение норматива потерь

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{норм}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{техн}}^{\text{расч}} + (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot \mathcal{E}, \quad (35)$$

напрямую определяемых через переданную в сеть ЭЭ:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{норм}} = (\eta + 2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot \mathcal{E}. \quad (36)$$

Необходимо отметить, что нормативное значение потерь величина не постоянная и зависит в большей степени от одного фактора – официального отчётного параметра \mathcal{E} – отпуска ЭЭ в сеть и в меньшей мере от информационной обеспеченности сети. Предлагаемый подход позволяет существенно упростить задачу нормирования потерь ЭЭ в распределительных сетях, не внося какой-либо ощутимой погрешности.

Предложена нетрудоёмкая количественная оценка влияния ремонтных режимов на рост технических потерь ЭЭ, исключая необходимость детально отслеживать текущие изменения отпуска ЭЭ в сеть, конфигурации и состава сетей, непрерывно корректировать схемы замещения участков сетей с сохранением качества анализа потерь по неизменной исходной схеме. Получена регрессионная зависимость роста относительного значения потерь ЭЭ $\delta \mathcal{E}_{\text{отн}}$ (в процентах)

$$\delta \mathcal{E}_{\text{отн}} = (0,043 + 0,0020\xi)T \quad (37)$$

от изменения загрузки сети ξ (в интервале 20 – 80%) и длительности T (до 30 суток) ремонтного режима электроснабжения. С помощью данной практически функциональной зависимости (теснота связи 0,97 – 0,99), справедливой для разомкнутой РЭС любого состава и конфигурации, рост (поправка) $\delta \mathcal{E}$ потерь ЭЭ, вызванный ремонтным режимом электроснабжения, оценивается для наиболее возможного интервала изменения загрузки сетей в диапазоне 2,0 – 6,0 % суммарного отпуска ЭЭ в сеть \mathcal{E} за месяц $\delta \mathcal{E} = \delta \mathcal{E}_{\text{отн}} \cdot \mathcal{E} / 100$, что позволяет уточнить потери ЭЭ $\Delta \mathcal{E}_{\text{норм}}$, найденные применительно к нормальной схеме сети за отчётный месяц, до величины $\Delta \mathcal{E}_{\text{уточ}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{норм}} + \delta \mathcal{E}$, а соответствующую ежемесячную отчётность по потерям ЭЭ характеризовать как нетрудоёмкую.

Применительно к транзитным линиям напряжением 110-220 кВ, РЭС напряжением 6-35 кВ с неполнотой режимной информации использование контролируемых на конечных подстанциях параметров режима позволило получить простой и эффективный метод эквивалентирования ненаблюдаемых участков электрических сетей. На основе физических соотношений типа законов Ома и Кирхгофа получены расчётные выражения эквивалентных параметров схем замещения и суммарных потерь активной мощности, что позволяет динамически (в реальном времени) оценить потери ЭЭ с точностью в пределах погрешности используемых данных.

Разработанные алгоритмы и методы поддерживают расчёты установившихся и оптимальных режимов, их интегральных характеристик.

В пятой главе последовательно представлены математические модели и алгоритмы решения частных эксплуатационных задач оптимизации мгновенных режимов и стохастической оптимизации с учётом всего множества режимов на интервале времени (при моделировании нагрузок обобщёнными графиками), на основе которых разработаны методика и алгоритм решения проектной задачи оптимального выбора ИРМ с учётом всей совокупности режимов.

Математическая модель стохастической оптимизации режимов при представлении нагрузок обобщёнными графиками. В процессе решения проектной задачи определяется минимум целевой функции приведенных затрат (6) при балансовых нелинейных ограничениях в виде равенств (УУН) для математических ожиданий параметров режима и простых ограничениях типа неравенств

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}, \quad i = \overline{1, G}; \quad V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (38)$$

где G – число генерирующих узлов (с возможной установкой КУ).

Ограничения (38) должны выполняться на всём временном интервале, т. е. для каждого режима. Для этого предложены два способа контроля: 1) моделирование с помощью ОГН графиков РМ (14) и напряжений (19) на каждом шаге оптимизации и проверка соответствия ограничениям (38); 2) вычисление расчётных диапазонов изменения рассматриваемых параметров, которые с учётом дисперсий (22), (23) практически определяются неравенствами Чебышева:

$$\left. \begin{aligned} V_i^{\min p.} &= MV_i - k_{\beta}^{\min} \sigma V_i; V_i^{\max p.} = MV_i + k_{\beta}^{\max} \sigma V_i; \\ Q_i^{\min p.} &= MQ_i - k_{\beta}^{\min} \sigma Q_i; Q_i^{\max p.} = MQ_i + k_{\beta}^{\max} \sigma Q_i. \end{aligned} \right\} \begin{aligned} V_i^{\max p.} &\leq V_i^{\max}; V_i^{\min p.} \geq V_i^{\min}; \\ Q_i^{\max p.} &\leq Q_i^{\max}; Q_i^{\min p.} \geq Q_i^{\min}. \end{aligned} \quad (39)$$

С учётом асимметрии (скошенности) функции плотности распределения величин V_i, Q_i значения коэффициентов k_{β} , обеспечивающие минимум погрешности интервальной оценки в среднем до 5–10 %, обосновано в пределах: $k_{\beta}^{\min} = 1,45 - 1,55$, $k_{\beta}^{\max} = 1,55 - 1,65$ при уровне достоверности $\beta = 0,90$.

Выбор зависимых \overline{X} и независимых (регулируемых) \overline{Y} переменных, составляющих общий вектор \overline{Z} , оказывает определяющее воздействие на формирование массивов в выражении приведенного градиента и для математических ожиданий параметров режима при активности ограничений (38) осуществляется следующим образом:

$$\left\{ \begin{aligned} (V_{1i}, Q_{2j}) \in \overline{Y} &\rightarrow V_{1i} \in V_{\text{пр}}, Q_{2j} \in Q_{\text{доп}}; i = \overline{1, p}; j = \overline{1, q}; p + q = G; i \neq j; \\ (V_{2i}, \delta_j, Q_{1l}) \in \overline{X} &\rightarrow i = \overline{1, N - p}; j = \overline{1, N}; l = \overline{1, p}, \end{aligned} \right\} \quad (40)$$

где $V_{\text{пр}}, Q_{\text{доп}}$ – множество предельных напряжений и допустимых реактивных мощностей узлов генерации соответственно; 1 и 2 – индексы зависимых и независимых переменных; p, q – количество независимых переменных по V, Q .

При нарушении простых ограничений (38) производится смена базиса, которая заключается в обмене соответствующих компонент между векторами \overline{X} и \overline{Y} .

Для компонент собственных векторов и моделирующих коэффициентов предложено следующее разделение переменных :

$$\left\{ \begin{aligned} (v''_{k2i}, \gamma''_{k1j}) \in \overline{Y} &\rightarrow k = 1; i = \overline{1, q}; j = \overline{1, p}; q + p = G; i \neq j; \\ (v''_{k1i}, \gamma''_{k2j}) \in \overline{X} &\rightarrow k = 1; i = \overline{1, p}; j = \overline{1, N - p}; i \neq j; \\ v''_{k1i} \in \overline{Y} &\rightarrow k = 2, M; i = \overline{1, G}; \\ \gamma''_{ki} \in \overline{X} &\rightarrow k = 2, M; i = \overline{1, N}; \gamma'_{ki} \in \overline{X} \rightarrow k = \overline{1, M}; i = \overline{1, N}. \end{aligned} \right\} \quad (41)$$

При этом смена базиса предусмотрена только для переменных, отражающих учёт многорежимности с помощью первого ОГН ($M = 1$).

Используя запись линеаризованной системы (11) в матричном виде при условии сбалансированности режима по активной мощности ($\Delta P_i = 0$), в соответствии с приведённым разделением переменных (41), с последующей группировкой векторов зависимых и независимых переменных, получена система уравнений, отражающая учёт математических ожиданий параметров УР:

$$\begin{bmatrix} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{\delta} \\ \Delta\bar{Q}_1 \\ \Delta\bar{V}_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_{11} & \bar{0} \\ A_{21} & \bar{0} \\ -B_{11} & \bar{0} \\ \bar{0} & -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{V}_1 \\ \Delta\bar{Q}_2 \end{bmatrix} = \bar{0}. \quad (42)$$

При пассивности ограничений (38) уравнения (42) упрощаются до уравнений с единичной матрицей

$$\begin{bmatrix} E & A_{22} \\ \bar{0} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{\delta} \\ \Delta\bar{V} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{0} \\ -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} [\Delta\bar{Q}] = \bar{0}. \quad (43)$$

В системах (42), (43) для связи зависимых и независимых параметров режима используются матрицы

$$A = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} \end{bmatrix}; \quad B = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} A. \quad (44)$$

В соответствии с разделением переменных (41) на основании выражений (14) и (19), (11) и (20) с учётом попарной эквивалентности переменных γ' и δ , γ'' и V , v'' и Q , ограничения типа равенства (4) с учётом многорежимности наиболее полно моделируются системой уравнений (42), отображающей математические ожидания оптимизируемых параметров, и следующими системами уравнений, учитывающими отклонения параметров от математических ожиданий:

$$\begin{bmatrix} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\gamma}' \\ \bar{v}_1'' \\ \bar{\gamma}_2'' \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_{11} & \bar{0} \\ A_{21} & \bar{0} \\ -B_{11} & \bar{0} \\ \bar{0} & -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\gamma}_1'' \\ \bar{v}_2'' \end{bmatrix} = \bar{0}, \quad k = 1; \quad (45)$$

$$\begin{bmatrix} E & A_{22} \\ \bar{0} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\gamma}_k' \\ \bar{\gamma}_k'' \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{0} \\ -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} [\bar{v}_k''] = \bar{0}, \quad k = \overline{2, M}. \quad (46)$$

При записи в (42), (45) зависимых переменных ($\Delta\delta$, ΔQ_1 , ΔV_2 и γ' , v_1'' , γ_2'') через независимые (ΔV_1 , ΔQ_2 и γ_1'' , v_2'') с учётом целевой функции (6) и составляющей (24) при переходе к бесконечно малым приращениям переменных выражение приведенного

градиента при моделировании нагрузок только первым ОГН при активности ограничений (38) принимает вид:

$$\bar{\nabla}_{\Pi}^t = \left[\bar{\nabla}_{V_1}^t F \bar{\nabla}_{Q_2}^t F \bar{\nabla}_{\gamma_1'}^t F \bar{\nabla}_{v_2''}^t F \right] - \left[\bar{\nabla}_{\delta}^t F \bar{\nabla}_{Q_1}^t F \bar{\nabla}_{V_2}^t F \bar{\nabla}_{\gamma'}^t F \bar{\nabla}_{v_1''}^t F \bar{\nabla}_{\gamma_2''}^t F \right] \times$$

$$\begin{bmatrix} E & A_{22} \\ \Theta & E \\ \dots & \dots \\ E & A_{12} \\ & A_{22} \\ \Theta & E \\ & -B_{12} \\ & -B_{21} \\ & E \\ E & A_{22} \\ \Theta & E \\ \dots & \dots \\ \Theta & \\ -B_{22}^{-1} & \\ \dots & \dots \\ A_{11} & & \Theta \\ A_{21} & & \\ -B_{11} & & \\ \Theta & & -B_{22}^{-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ E & & \Theta \\ \Theta & & B_{22}^{-1} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \Theta \\ -B_{22}^{-1} \\ \dots & \dots \\ A_{11} & & \Theta \\ A_{21} & & \\ -B_{11} & & \\ \Theta & & -B_{22}^{-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ E & & \Theta \\ \Theta & & B_{22}^{-1} \end{bmatrix} \quad (47)$$

где $\bar{\nabla}_{\Pi}^t$ – $G(1+M)$ -мерный вектор приведенного градиента с компонентами; $\bar{\nabla}_{V_1}^t F \bar{\nabla}_{Q_2}^t F$ и $\bar{\nabla}_{\gamma_1'}^t F \bar{\nabla}_{v_2''}^t F$ – вектор-строки вида $[\partial F / \partial Y]$ суммарного размера G каждая; $\bar{\nabla}_{\delta}^t F$ и $\bar{\nabla}_{\gamma'}^t F$ – N -мерные вектор-строки вида $[\partial F / \partial X]$; $\bar{\nabla}_{Q_1}^t F \bar{\nabla}_{V_2}^t F$ и $\bar{\nabla}_{v_1''}^t F \bar{\nabla}_{\gamma_2''}^t F$ – вектор-строки вида $[\partial F / \partial X]$ суммарного размера N каждая. В выражении (47) используются $2N(1+M)$ -мерная квадратная матрица вида $[\partial \omega / \partial X]^{-1}$ и $2N(1+M) \times G(1+M)$ -мерная матрица вида $[\partial \omega / \partial Y]$.

Модифицированная модель ОМПГ (47) позволяет вести стохастическую оптимизацию целевой функции F в виде расчётных затрат (6) или потерь ЭЭ (24), (25) в пространстве математических ожиданий параметров режимов, собственных векторов МКМ мощностей и моделирующих коэффициентов $F = f(Q_i, \delta_i, V_i, v_{ki}'', \gamma_{ki}', \gamma_{ki}'')$, учитывающих в сжатом виде многорежимность ЭС.

Формирование выражения целевой функции расчётных затрат. В соответствии со статическим критерием выбора ИРМ (6) предложено выражение целевой функции расчётных (приведенных) затрат, включающее три составляющие: 1) инвестиционную; 2) стоимость потерь ЭЭ в существующих и устанавливаемых ИРМ; 3) стоимость потерь ЭЭ в РЭС рассматриваемого района.

В предположении, что установка ИРМ возможна во всех N узлах системы распределения ЭЭ, критерий оптимального выбора КУ (6) можно записать следующим образом:

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 = \sum_{i=1}^N \rho_i k_{(0)i} Q_i^{\text{уст}} + c_0^x \sum_{i=1}^N (\alpha_i Q_i + \beta_i Q_i^2) t_i + c_0^h \Delta W + c_0^x \Delta W_x \rightarrow \min, \quad (48)$$

где $\rho_i = E + \rho_i^a + \rho_i^o$ – экономический коэффициент, включающий ставку дисконта E (принимается по данным Центробанка РФ), являющуюся основным экономическим

нормативом, используемым при приведении (дисконтировании) затрат, нормы амортизации и обслуживания; $k_{(0)i}$ – удельные капитальные затраты устанавливаемой мощности КУ в i -м узле $Q_i^{уст}$; c_0^x , c_0^h – стоимость 1 кВт·ч потерь ЭЭ холостого хода и нагрузочных потерь ЭЭ соответственно; α_i , β_i – постоянные параметры, зависящие от технико-экономических характеристик генерирующего источника; t_i – время работы источника.

Затраты на установку новых КУ Z_1 в общем случае представляют собой разрывную функцию установленной мощности КУ. Точное решение оптимизационной задачи с разрывными целевыми функциями можно выполнить только методами дискретной оптимизации, например, методом динамического программирования, которые чрезвычайно громоздки. В связи с этим разрывная функция приведенных затрат Z_1 заменена линейной с высоким качеством аппроксимации.

В первом слагаемом $Z_1 = f_1(Q_i, v_{ki}'')$ значение устанавливаемой мощности КУ в i -м узле с учётом свойства пологости функции затрат (6) может представляться двумя способами: 1) с помощью моделирования по (14) максимального значения графика РМ

$$Q_i^{уст} = MQ_i + \max \left\{ \sum_{k=1}^M v_{ki}'' \Gamma_{kj} \right\}; \quad 2) \text{ в виде максимальной границы диапазона (39)}$$

$$Q_i^{уст} = MQ_i + k_{\beta}^{\max} \sqrt{\sum_{k=1}^M v_{ki}''^2}. \quad \text{В результате обобщения решений по 1) и 2) принимается сред-$$

нее значение расчётной мощности КУ. Для СТК, СК действительная разрывная функция приведенных затрат Z_1 может быть заменена линейной зависимостью.

Вид второго слагаемого (48) зависит от типа КУ. Для наиболее распространённых БСК $Z_2 = f_2(Q_i, V_i) = c_0 \sum_{i=1}^N \alpha_i Q_i (V_i / V_{ном})^2 t_i$.

В третьем слагаемом $Z_3 = f_3(\delta_i, V_i, \gamma_{ki}', \gamma_{ki}'')$ предусмотрено разделение на две ценовые составляющие в зависимости от стоимостей нагрузочных потерь ЭЭ (24) и потерь холостого хода (25) в РЭС.

Оптимальный выбор КУ с учётом многорежимности. Целевая функция расчётных затрат (48) определяется математическими ожиданиями параметров режима, компонентами собственных векторов и моделирующими коэффициентами: $Z = f(Q_i, \delta_i, V_i, v_{ki}'', \gamma_{ki}', \gamma_{ki}'')$. Её минимизация осуществляется с помощью модификации ОМПГ (38)–(47) на основе стохастической модели нагрузок и множества режимов (9)–(14), (16) – (25) с учётом уточнения в (24) активного сопротивления ВЛ и КЛ по средним значениям токовых нагрузок и температур окружающей среды за рассматриваемый период. Также могут учитываться дополнительные ограничения, например, ограничение на предельную установленную мощность КУ в узле. Шаг оптимизации вычисляется как минимальное из значений, определённых из условия соблюдения ограничений в виде простых неравенств на параметры режима O и V и методом параболического интерполирования при условии прохождения функции затрат через свой минимум внутри ограничений. Ввод в допустимую область математических ожиданий зависимых параметров режима (получение допустимой точки оптимизационной траектории) выполняется путём решения нелинейных УУР методом Ньютона. Поправки зависимых переменных для средних нагрузок определяются из решения систем (42), (43),

а переменные γ' , ν_1'' , γ_2'' , моделирующие отклонения оптимизируемых переменных от средних – из решения линейных систем (45), (46).

Найденные в процессе оптимизации переменные позволяют получить:

1. Устанавливаемые мощности новых КУ $Q_i^{уст}$.

2. Критериальную функцию затрат (48) и её составляющие (значение нагрузочных потерь ЭЭ (24) и холостого хода (25) в исходном и оптимальном состояниях).

3. Диапазоны изменения оптимизируемых параметров режима (39) с учётом выражений (22),(23) для дисперсий.

4. Диаграммы (графики) загрузки существующих КУ (14),(16) и напряжений (19) в узлах системы на рассматриваемом интервале времени.

Места размещения КУ определяются следующим образом:

1. В первом приближении к решению делается предположение, что установка КУ возможна во всех узлах рассматриваемой ЭЭС.

2. По результатам, полученным на первом шаге оптимизационного поиска, на основе количественного анализа величин РМ её источников исключаются узлы с небольшими значениями (для всех классов напряжения) расчётной устанавливаемой мощности КУ; оставшиеся узлы принимаются в качестве потенциальных мест размещения КУ; выполняется следующий шаг оптимизации.

Основные этапы алгоритма оптимальной компенсации реактивных нагрузок следующие (рисунок 6). Исходными данными в задаче оптимизации являются моделируемые графики активных и реактивных мощностей узлов (14), представляемые через средние нагрузки с помощью ОГН (13). Реактивные мощности для G совокупности генераторных узлов (в том числе с КУ) являются основными независимыми переменными, подлежат определению в процессе решения и записываются в той же форме, в которой представляются исходные графики (14):

$$Q_{lj} = MQ_l + \sum_{k=1}^K \nu_{kl}'' \Gamma_{kj}, \quad l = \overline{1, G}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (49)$$

Выражения (49) отличаются от подобных выражений (14) тем, что в них диаграммы (графики) генерации КУ и соответственно математические ожидания MQ_l и коэффициенты ν_{kl}'' не заданы, а определяются в процессе решения оптимизационной задачи.

Оптимальная мощность компенсации в узле с учётом (39) записывается в виде

$$Q_i^{ky} = MQ_i + k_{\beta}^{\max} \sigma Q_i. \quad (50)$$

Алгоритм оптимальной компенсации реактивных нагрузок на основе ОМПГ начинает работать и выполняет каждый последующий шаг оптимизации с допустимой точки $\bar{Z} = (\bar{Y}, \bar{X})$ в соответствии со следующими этапами:

1. В исходной (стартовой) точке оптимизационного поиска определяется допустимый вектор математических ожиданий параметров режима, удовлетворяющих ограничениям (4) – (5).

2. Для моделирования ограничений, формирования выражения приведенного градиента и других расчётных выражений вычисляются целевая функция и ряд производных целевой функции и функций небалансов вида $\partial\Phi/\partial Z$, $\partial\Phi/\partial\gamma$, $\partial W/\partial Z$.

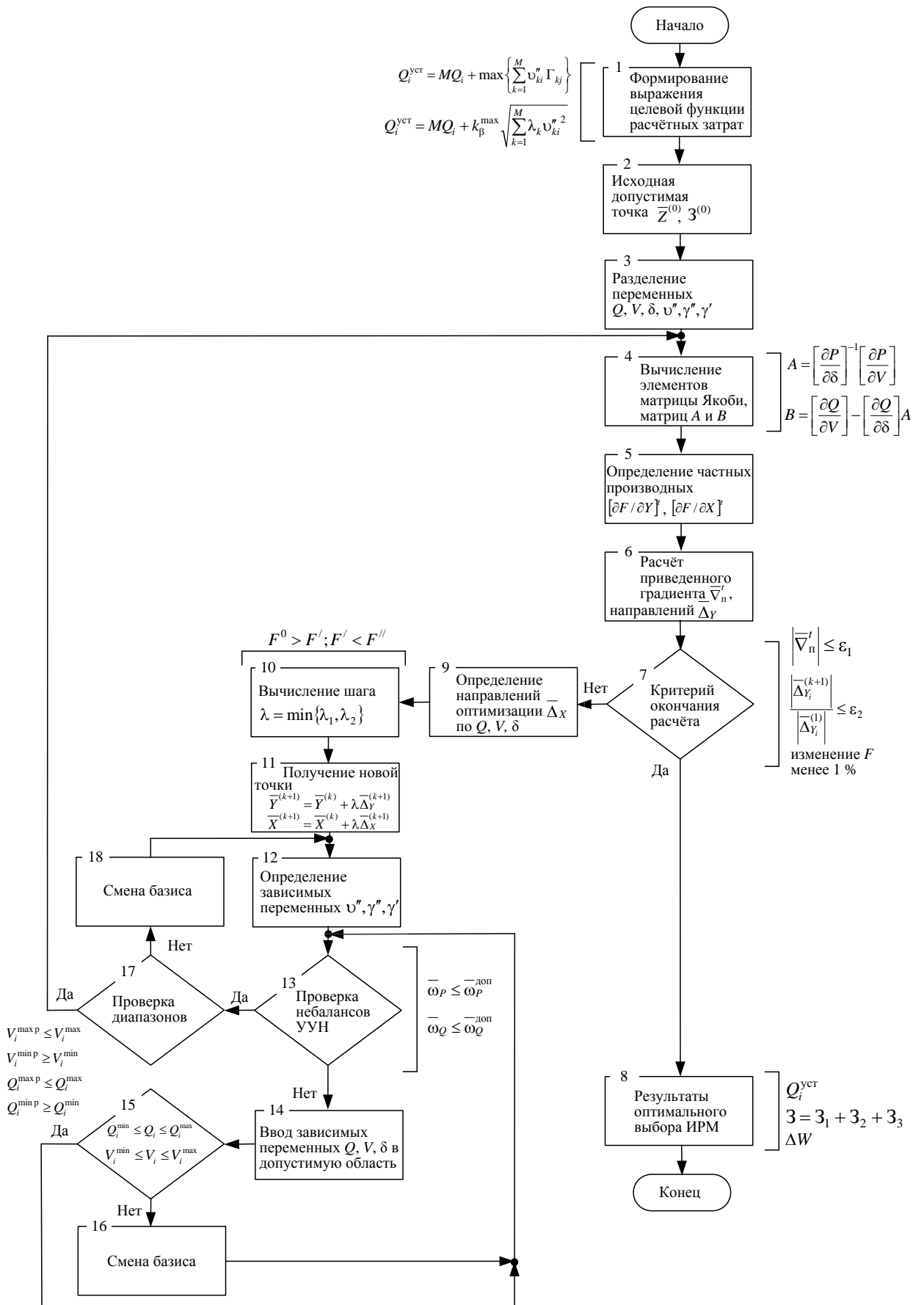


Рисунок 6. Блок-схема алгоритма оптимального выбора ИРМ по критерию минимума расчётных (приведенных) затрат

3. Определяются векторы приведенного градиента $\bar{\nabla}_n$, допустимых направлений оптимизационного спуска $\bar{\Delta} = (\bar{\Delta}_Y, \bar{\Delta}_X)$ и величина шага λ внешних итераций в выбранном направлении оптимизации.

4. Рассчитывается новый вектор переменных по формуле $\tilde{Z}^{(k+1)} = (\bar{Y}^{(k)} + \lambda \bar{\Delta}_Y, \bar{X}^{(k)} + \lambda \bar{\Delta}_X)$ на $(k+1)$ внешнем шаге, который в общем случае является недопустимым, так как определяется линейным перемещением вдоль вектора $\lambda \bar{\Delta}$, относительно нелинейных ограничений (4).

5. Для получения допустимого вектора переменных $\bar{Z}^{(k+1)}$ выполняется корректировка зависимых параметров \bar{V} , $\bar{\delta}$, $\bar{\gamma}$. Главной частью такой процедуры являются решение уравнений балансовых ограничений (4) в виде (42) при фиксированных значениях РМ КУ и дальнейший расчёт параметров установившихся режимов с последующей проверкой интервальных ограничений (5) вида (38). Если получаемые из решения уравнений (4) напряжения не будут удовлетворять контролируемым ограничениям (5), необходимо получить новые значения регулируемых переменных (РМ источников), уменьшив шаг λ или закрепив на предельных значениях нарушенные пределы (смена базиса), а затем вновь определить зависимые переменные.

6. Контролируется снижение целевой функции на $(k+1)$ итерационном шаге и выполнение критериев окончания оптимизационного поиска.

Циклы расчётов по пунктам 2–6 повторяются до тех пор, пока не будет выполнено условие оптимальности: минимум целевой функции потерь ЭЭ или расчётных затрат.

Поскольку поиск оптимального решения проводится для перспективного расчётного периода 2 – 5 лет, в течение которого в исследуемой сети возрастают нагрузки, в соответствии с принципом скользящего планирования полученное решение данной многоэтапной задачи используется на очередном этапе решения оптимизационной задачи развития сети по предложенному алгоритму. С учётом свойства пологости целевой функции такая процедура позволяет сформировать совокупность близких, экономически равноценных вариантов оптимальной компенсации реактивных нагрузок, из которых выбор наиболее рационального решения может быть выполнен по дополнительным (неформальным) критериям.

Рассмотрены особенности вычисления приведенного градиента, вычислительные аспекты отдельных частей алгоритмов оптимизации и в целом решения задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок с учётом многорежимности.

В **шестой главе** рассмотрена программная реализация алгоритмов стохастического определения интегральных характеристик режимов ЭС и детерминированного расчёта потерь ЭЭ по данным модернизированной системы головного учёта, комбинирования этих алгоритмов, оптимизации мгновенных режимов и стохастической оптимизации, дано описание, представлены детальные блок-схемы программных модулей (составляющих) и вычислительных программ для ЭВМ.

Расчёт УР ЭС и определение их интегральных характеристик, в том числе, технических потерь электроэнергии, диапазонов и диаграмм изменения реактивной мощности источников и напряжений узлов ЭС, а также моделирование неизвестных графиков нагрузок (без расчёта множества УР) на произвольном временном интервале реализованы в программном модуле SETI. Получение МКМ мощностей и напряжений с помощью предварительной статистической обработки графиков нагрузок, выделение главных компонент и получение ОГН выполняется отдельным программным блоком. Проверка программы, оценка точности полученных расчётных интегральных характеристик по рассмотренным алгоритмам, выполненная методом статистических испыта-

ний на репрезентативном множестве схем сетей, подтвердила правильность заложенных в алгоритмы принципов, работоспособность и приемлемую для практического анализа форму представления результатов.

Рассмотрена программная реализация алгоритмов учёта схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов, дано описание программного модуля REG10PVT, предназначенного для расчёта технических потерь ЭЭ в РЭС напряжением 6–35 кВ. Программные модули SETI, REG10PVT образуют общий программный комплекс POTERI V1.1. Представлены детальные блок-схемы программных составляющих и общая структура ПВК в целом. Программа позволяет рассчитывать потери ЭЭ и их структуру на различных уровнях обобщения РЭС: отдельно распределительная линия (фидер), подстанция РЭС, район электрической сети и предприятия в целом. Результаты обобщаются в виде отпущенной в сеть ЭЭ, степени загрузки (использование) РЭС, параметров базового электрического режима. При анализе потерь наряду со средней величиной потерь ЭЭ определяется интервал, в котором они находятся с определенной достоверностью.

Программный комплекс состоит из следующих четырех основных частей:

- программа расчёта установившихся режимов и потерь ЭЭ в отдельном фидере;
- программа (утилита) обновления информации по всем фидерам предприятия (пропуск ЭЭ, количество часов работы, температура воздуха и др.);
- программа расчёта потерь ЭЭ по всей базе данных фидеров РЭС и формирование результата расчёта в отчётной форме;
- блок программ подготовки, обработки и вывода результатов в графическом виде.

На основании исходной информации и результатов расчётов формируется файлы отчёта требуемой структуры в текстовом формате, содержащие таблицы, совместимые с форматом EXCEL. Таблицы компактны и удобны для восприятия, предусмотрена возможность их просмотра на экране, записи на магнитные носители и вывода на печать.

Рассмотрены результаты практического применения данных программных разработок, реализованных на алгоритмических языках Фортран и Паскаль, в частности программ REG10PVT, SETI на примере расчёта потерь ЭЭ в распределительных сетях филиала Восточные электрические сети (ВЭС) ОАО «Красноярскэнерго». Выполнен анализ влияния внутримесячного хода электропотребления и атмосферных факторов (среднемесячной температуры, скорости ветра) Расчёты проводились для характерных месяцев летнего и зимнего сезонов. Сопоставлялись данные результаты с программными результатами, обычно получаемыми без учёта этих факторов. Так в зимний период учёт указанных режимно-атмосферных факторов определяет расчётное уменьшение потерь в воздушных линиях ЭЭ до 15%. В летний период учёт влияния внутримесячного хода электропотребления, температуры и ветрового охлаждения дают снижение потерь в ВЛ на 2% по сравнению с расчётом при нормативной температуре 20°C, а при не учёте влияния ветра потери ВЛ увеличиваются на 4,2% по сравнению с расчётом при нормативной температуре 20°C. Аналогичные результаты получены и для других сезонов. Анализ этих поправок показал, что они значительны и должны учитываться при практических расчётах потерь ЭЭ.

Программная реализация оптимизационных алгоритмов. Алгоритм оптимизации отдельных режимов по РМ и напряжению по критерию минимума потерь активной мощности реализован в программе OPRES с получением следующих результатов: параметры исходного и оптимального режимов, оптимальные значения РМ генерирующих источников, в том числе КУ и соответствующие им напряжения в узлах; потери активной мощности, их структура в исходном и оптимальном режимах. Проведение

оптимизационных расчётов в программе OPRES на тестовых схемах РЭС, напряжением 35–220 кВ, существующих схемах электрических сетей напряжением 110, 220 кВ Красноярской энергосистемы и в аналогичных комплексах (RastrWin, АНАРЭС-2000) показало идентичность полученных результатов.

Программа стохастической оптимизации ORESA, разработанная на основе программы OPRES, предназначена для оптимального распределения реактивных нагрузок существующих источников РМ (без инвестиционной составляющей) на интервале времени с учётом многорежимности по критерию минимума потерь ЭЭ (24), (25). Основными результатами расчёта являются графики РМ (загрузки) КУ (49) и напряжений (19) в узлах сети, потери ЭЭ (24), (25) в исходном и оптимальном состояниях, диапазоны изменения оптимизируемых параметров режимов (39). В программе ORESA реализованы алгоритмы статистического моделирования нагрузок и расчёта потерь ЭЭ), стохастической оптимизации множества режимов на интервале времени. Оценка точности программы ORESA, выполненная методом статистических испытаний в результате непосредственного воспроизводства всей совокупности характерных оптимальных режимов (с помощью программы OPRES) на множестве схем электрических сетей и систем напряжением 35–220 кВ; показана достаточная для практических целей точность решения эксплуатационной задачи.

Представлено принципиальное решение проектной задачи оптимального выбора ИРМ на примере сети напряжением 110 кВ: получены оптимальная установленная мощность КУ и соответствующее наименьшее значение расчётных затрат и её составляющих. В итоге приводится оценка точности на примере эквивалента реальной системы распределения ЭЭ напряжением 220 кВ, составляющей центральную часть Красноярской энергосистемы. Исходная режимная информация – суточные графики контрольных замеров. В результате совмещённой оптимизации по программе ORESA суточные потери ЭЭ в рассматриваемой системе снизились на 5,2 % (погрешность расчёта потерь ЭЭ менее 0,3 %), а экономический эффект составил 20,8 тыс. руб. в сутки и 625 тыс. руб. в месяц ($c_0 = 1,5$ руб./кВт·ч) при условии постоянства режимов суточного электропотребления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе решена научно-техническая проблема создания статистической методологии компактного нетрудоёмкого учёта и анализа множества установившихся режимов (многорежимности) в задаче оптимальной компенсации реактивных нагрузок в системах электроснабжения и распределения электрической энергии. Представлено решение названной задачи в эксплуатационной и проектной постановках. Наиболее существенные научные и практические результаты, полученные в процессе создания такой статистической методологии, заключаются в следующем:

1. Обоснована необходимость разработки методологии стохастического моделирования и учёта всей совокупности режимов (многорежимности) в узлах электросетевой организации и в сетях каждого потребителя для эффективного решения задачи экономического регулирования перетоков реактивной мощности, приобретающей проблемное значение в современных рыночных условиях функционирования российской электроэнергетики.

2. Сформулированы методические основы формирования минимизируемого динамического функционала – расчётных (приведенных) затрат на развитие и функционирование сети, применительно к задаче оптимальной компенсации реактивных нагрузок как задачи краткосрочного оптимального развития. Предложен метод решения ди-

намической задачи, использующий преимущества статических решений, на основе адаптивного подхода. Решение многорежимной задачи получено с помощью стохастических моделей электрических нагрузок и стационарных режимов и представлено с учётом и без учёта ограничений на суммарную мощность компенсирующих устройств.

3. Получена модифицированная вероятностно-статистическая обобщённая модель электрических нагрузок в результате компонентного анализа статистически представительной выборки их графиков. Данная факторная модель нагрузок, представленная в виде системы обобщённых ортогональных графиков, отражает общие закономерности изменения мощностей исходной совокупности нагрузок и используется для нетрудоёмкого моделирования (восстановления) неизвестных графиков нагрузок. Доказана её статистическая устойчивость и универсальность, позволяющая моделировать режимы электропотребления с приемлемой для практики точностью, в том числе и для узлов электропотребления, не вошедших в обучающую выборку, что позволяет практически снять частичную неопределённость данных о режимах электропотребления и нагрузках большинства подстанций распределительных сетей напряжением 6–35 кВ. Определена связь между заполнением графиков, их неравномерностью и количеством используемых моделирующих главных факторов, установлено достаточное их количество, что даёт возможность регулировать вычислительную трудоёмкость воспроизводства графиков электрических нагрузок и в целом решения задачи учёта и анализа многорежимности электроэнергетических систем.

4. Разработаны и реализованы на основе факторной модели электрических нагрузок алгоритмы стохастического моделирования графиков нагрузок узлов РЭС, создающие основу для компактного учёта многорежимности в алгоритмах расчёта интегральных характеристик и оптимальной компенсации реактивных нагрузок в электрических сетях произвольной конфигурации.

5. Разработаны методики и алгоритмы расчёта интегральных характеристик электрических режимов (технических потерь электроэнергии, диаграмм и диапазонов изменения реактивной мощности источников и напряжений узлов рассматриваемой сети на характерном временном интервале) и решения задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок в эксплуатационной и проектной постановках. Алгоритмы, построенные на факторной модели нагрузок, позволяют учесть всю совокупность электрических режимов без традиционного выполнения множества интервальных расчётов установившихся и оптимальных режимов с достаточной для практических целей точностью. Предложенные алгоритмы базируются на одном расчёте установившегося или оптимального режима для математических ожиданий нагрузок и дополнительном решении (до трёх-четырёх) систем линейных уравнений с неизменной матрицей Якоби.

6. Разработана уточнённая методика и алгоритм детерминированного расчёта технических потерь ЭЭ, базирующихся на системе головного учёта ЭЭ и разработанных алгоритмах комплексного учёта ряда схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов. На данной основе создана программа (REG10PVT) расчёта установившихся режимов и потерь ЭЭ в РЭС, прошедшая многолетнюю апробацию и применение на ряде электросетевых предприятий и используемая для решения задач эксплуатации (функционирования) и развития распределительных сетей.

7. Предложены комбинированные алгоритмы расчёта технических потерь электроэнергии на основе информации о потоках электроэнергии и электропотреблении за отчётный период и разработанной стохастической модели установившихся режимов. Полное использование имеющейся в условиях эксплуатации детерминированной и стохастической информации о многорежимности позволяет определять потери элек-

трической энергии с погрешностью практически близкой к нулевой и рассеянием в пределах погрешности исходных данных, устанавливать коммерческую составляющую и норматив потерь ЭЭ с точностью, зависящей преимущественно только от качества учёта отпущенной электроэнергии.

8. Разработаны алгоритм и программа оптимизации отдельных режимов по реактивной мощности и напряжению OPRES, которая даёт результаты, идентичные результатам используемых в России программных комплексов оптимизации мгновенных режимов. Принципиальные положения алгоритма и программы составляют основу разработанного программно-вычислительного аппарата оптимальной компенсации реактивных нагрузок с учётом всей совокупности характерных режимов.

9. Разработана модификация метода обобщённого приведенного градиента при стохастическом моделировании многорежимности электроэнергетических систем. На основе данной модификации впервые предложен алгоритм и создана программа для ЭВМ ORESA стохастической (совмещённой) оптимизации на интервале времени с учётом многорежимности, которые позволяют решить эксплуатационную задачу оптимального функционирования для различных циклов планирования режимов и получить диапазоны и графики загрузки РМ и изменения напряжений существующих КУ, потери ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях, не прибегая к анализу и оптимизации режимов на каждом интервале стационарности нагрузок.

10. Предложены методика и алгоритм оптимального выбора ИПМ, разработанные на основе обобщения данных результатов исследований, позволяют решить проектную задачу краткосрочного планирования развития систем распределения ЭЭ и получить: оптимальные значения устанавливаемой мощности и места размещения КУ; функцию расчётных (приведенных) затрат и её составляющие; потери электроэнергии в исходном и оптимальном состояниях.

Основные принципиальные положения статистической методологии моделирования и учёта множества режимов ЭЭС реализованы в ряде программных модулей, разработанных под научным руководством и при участии автора. Результаты многочисленных и тестовых расчётов для действующих распределительных электрических сетей подтверждают правомерность представленных в диссертации научных и практических положений.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

в журналах из Перечня рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК:

1. Арзамасцев Д.А. Применение метода главных компонент для моделирования нагрузок электрических систем в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности / А. Д. Арзамасцев, А. А. Герасименко, А. В. Липес // Известия ВУЗов СССР. Энергетика. 1980. №12. С . 18 –23.

2. Герасименко А.А. Эквивалентирование линий электропередачи в задаче оптимального управления функционированием электрических систем / А.А. Герасименко, А. М. Седнев // Известия ВУЗов СССР. Энергетика. 1986. № 12. С . 9 –15.

3. Герасименко А.А. Оптимизация режимов электрических систем на основе метода приведенного градиента / А.А. Герасименко, А.В. Липес // М.: Электричество. 1989. №9. С. 1 – 7.

4. Герасименко А.А. Определение температуры проводов воздушных линий распределительных сетей с учётом токовой нагрузки и атмосферных условий / А.А.

Герасименко, Г.С. Тимофеев // Вестник КрасГАУ, научно-технический журнал, Красноярск. 2001. Вып.7. С. 47 – 54.

5. Герасименко А.А. Уточнение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, Д.А. Куценов, Г.С. Тимофеев // Известия вузов. Электромеханика. 2005. №5. С. 38 – 43.

6. Герасименко А.А. Моделирование, анализ и оптимизация режимов питающих и распределительных электрических сетей энергосистемы / А.А. Герасименко, А.В. Любин, А.В. Тихонович // Вестник КрасГАУ, научно-технический журнал, Красноярск. 2005. Вып.7. С. 226 – 236.

7. Герасименко А. А. Алгоритм и программа оценки нагрузок трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей /А. А. Герасименко, А. В. Тихонович // Вестник КрасГАУ. 2007. № 1. С. 262 – 267.

8. Герасименко А.А. Учёт схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов при расчёте потерь электроэнергии по данным головного учёта / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев, И.В. Шульгин// Вестник КрасГАУ, научно-технический журнал, Красноярск. 2008. №3(24). С. 287 – 293.

9. Герасименко А.А. Оптимальная компенсация реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатпев, И.В. Шульгин // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2008. – № 11–12/1. С. 81 – 88.

10. Герасименко А.А. Учёт схемно-режимных и атмосферных факторов при расчёте технических потерь электроэнергии в распределительных сетях / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев, А.В. Тихонович // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии, Красноярск. 2008. № 1 (2). С. 188–206.

11. Герасименко А.А. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе вероятностно-статистического моделирования нагрузок / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев, И. В. Шульгин // Известия ВУЗов. Электромеханика. 2011. № 1. С. 71–77.

12. Герасименко А. А. Методика и алгоритм расчёта потерь электрической энергии в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных сетях электроэнергетических систем. / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев// Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – Красноярск. 2011. № 4 (5). С. 567–591.

13. I. V. Shulgin. Stochastic Simulation of Covariance Matrix and Power Load Curves in Electric Distribution Networks / I. V. Shulgin, A.A. Gerasimenko, Zhou Su Quan Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies, #1, vol. 5, February 2012, pp.39–56. (<http://journal.sfu-kras.ru/series/technologies/2012/1n/>) (<http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/2882>).

14. I. V. Shulgin. Modified Stochastic Estimation of Load Dependent Energy Losses in Electric Distribution Network / I. V. Shulgin, A. A. Gerasimenko, Su Quan Zhou / International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 43, Issue 1, December 2012, pp. 325–332 (JEP1673, www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512000890). (индексировано в *Web of Science* и *Scopus*).

15. Герасименко А.А. Определение величины нормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, Е.В. Пузырев // Вестник КрасГАУ. – Красноярск. 2013. Вып. 10. С. 220 – 235.

16. Герасименко А. А. Стохастический метод расчёта нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях/ А.А.Герасименко, И.В. Шульгин // М.: Электрические станции. 2013. № 4. С. 44–59.

17. Герасименко А.А. Выбор компенсирующих устройств в распределительных сетях электроэнергетических систем / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев // М.: Электричество. 2014. №4. С. 4 – 17.

18. A.A.Gerasimenko. The Combined Presentation of Deterministic and Stochastic Approaches in the Algorithm of Calculation of Energy Losses in Electric Networks / A.A. Gerasimenko, E. V. Puzyrev. Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. 2017. № 10(1), pp.6 –16.

19. Герасименко А.А. Оценка влияния длительности ремонтного состояния электрической сети на рост потерь электрической энергии / А.А. Герасименко, Е.В. Пузырёв //М.: Электрические станции. 2017. №3. С. 21– 30. Версия: Evaluation of the effect of the duration of the repair status of the electrical network on an increase in electric power losses / A. A. Gerasimenko, E. V. Puzyrev // Power Technology and Engineering. 2017. Vol. 1, №3. pp. 351–359 (Перевод из журнала Электрические станции. – Москва. 2017. № 3. С. 21–30). (индексирована в Scopus).

20. Герасименко А.А Комбинированное объединение детерминированного и стохастического методов в алгоритме расчёта потерь электроэнергии/ А. А. Герасименко, Е. В. Пузырёв //М.: ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2017. №3. С.12 – 16.

монографии и учебные пособия:

21. Герасименко А.А. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии [Текст]: монография. / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев. – Красноярск: СФУ, 2012. – 218 с.

22. Герасименко А.А. Статистическое моделирование электрических нагрузок в задаче определения интегральных характеристик систем распределения электрической энергии [Текст]: монография. / А.А. Герасименко, И.В. Шульгин, – Красноярск: СФУ, 2014.– 212 с.

23. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии [Текст]: [учебное пособие] / А.А. Герасименко, В.Т. Федин – (с грифом Минобр РФ 2005 г.). Издание второе. Ростов-на-Дону: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2008. – 715 с. (объём 52,65 п. л.). – 5000 экз. (Высшее образование).

24. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии [Текст]: [учебное пособие] / А.А. Герасименко, В.Т. Федин – (с грифом Министерства образования и науки РФ). Третье издание, переработанное. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с. (объём 47,0 п. л.) – 1000 экз. (Для бакалавров).

25. Герасименко А.А. Электроэнергетические системы и сети. Расчёты, анализ, оптимизация режимов работы и проектных решений электрических сетей: [учебное пособие] / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. (Рекомендовано научно-методическим советом Международного научного общественного объединения «МАИТ» в качестве учебного пособия для студентов ОУ ВО, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (рецензия № РЭЗ 17-19 от 08 августа 2017 г.) – Ростов н/Д: Феникс, 2018. – 471 с. – 1500 экз. (Высшее образование).

свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ:

26. Герасименко А.А. Программа оптимизации режимов электроэнергетических систем по реактивной мощности «OPRES» («OPRES») / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев. Российская Федерация. №2012610438 от 10 января 2012 г.

27. Герасименко А.А. Программа оптимизации режимов электроэнергетических систем по реактивной мощности на интервале времени «ORESА» («ORESА») / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев. Российская Федерация. № 2012610439 от 10 января 2012 г.

28. Герасименко А.А. Программа расчёта установившихся режимов и потерь электрической энергии в электрических сетях «POTERИ V1.1: SETI, REG10PVT»/ Е.В. Пузырев, А.А. Герасименко. Российская Федерация. № 2017661621 от 17 октября 2017 г.

в других изданиях:

29. Герасименко А.А. Статистические методы получения и использования интегральных характеристик режимов электрических систем. / А.А. Герасименко, А.В. Липес// Библиограф. Указатель ВИНТИ Депонированные рукописи. 1982. Вып. 7. – с. 128. – М.: ЦНТИ “Информэнерго”. № 1048 эн-Д82. 1982. – 53 с.

30. Герасименко А.А. Учет внутримесячного хода температуры проводов воздушных линий и электропотребления при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Энергосистема: управление, качество, безопасность. Сб-к докладов Всеросс. науч.-практ. конференции. – Екатеринбург: УГТУ. 2001. С. 435 – 440.

31. Герасименко А.А. Методика, алгоритм и программа расчета технических потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем / А.А.Герасименко, Г.С. Тимофеев // ВИНТИ РАН "Депонированные" научные работы, 2001, №12 "Вестник электроэнергетики", 2001. №4. – М.: ЦНТИ Информэнерго, №3469-ЭН 2001. – 74 с.

32. Герасименко А.А. Совместное применение детерминированного и статистического алгоритмов для определения потерь электроэнергии в распределительных сетях. / А.А. Герасименко, Д.А. Куценов // Энергосистема: управление, качество, конкуренция. Сб-к докладов Второй Всеросс. научно-техн. конференции: Вестник УГТУ – УПИ. №12. – Екатеринбург: УГТУ. 2004. С. 128 – 132.

33. Герасименко А.А. Определение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии с учетом схемно-режимных и атмосферных факторов / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев, Д.А. Куценов // М.:ВИНТИ, деп. работа № 1495-в. 2004. – Красноярск: КГТУ, 2004. – 30 с.

34. Герасименко А.А. Программа оценки нагрузок трансформаторных подстанций распределительных сетей. / А.А. Герасименко, А. В. Тихонович // Наука. Технологии. Инновации: сб-к докл. Всеросс. научной конференции. В 3-х частях, часть 3. – Новосибирск: НГТУ. 2006. С. 218 – 220.

35. Герасименко А.А. Комбинированный подход к определению потерь электроэнергии в распределительных сетях. / А.А.Герасименко, А. В. Тихонович, И.В. Шульгин // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии. Труды II Всеросс. научно-технической конференции с международ. участием. Ч. 1. – Тольятти: ТПИ. 2007. С. 80 –84.

36. Герасименко А.А. Оптимальный выбор компенсирующих устройств в системах распределения электрической энергии. / А.А.Герасименко, В. Б. Нешатаев // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: Сборник докладов III Международной научно-практической конференции В 2 т. – Екатеринбург: УГТУ–УПИ. 2008. Т. 2. С. 19–24.

37. Герасименко А.А. Вероятностно-статистическое определение потерь электроэнергии в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / А.А. Герасименко, В. Б. Нешатаев, И.В. Шульгин // Энергетика в со-

временном мире: материалы IV Всероссийской научно-практической конференции. – Чита, ЧитГУ. 2009, Ч.1. С. 214 – 221.

38. Герасименко А.А. Формирование выражения приведенного градиента в задаче оптимальной компенсации реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии. / А.А.Герасименко, В. Б. Нешатаев // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: Сб-к трудов Международ. научно-техн. конф.. В 3-х ч. – Тольятти: ТГУ. 2009. Ч.2. С. 119 –122.

39. Герасименко А.А. Экспериментальное исследование погрешности определения потерь электроэнергии в задачах оптимизации режимов распределительных сетей / А.А. Герасименко, В. Б. Нешатаев // Электроэнергия от получения и распределения до эффективного использования: материалы Всероссийской научно-технической конференции. – Томск: ТПУ. 2010. С. 98 – 100.

40. Герасименко А.А О способах расчёта и измерения температуры жил силовых кабелей / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев. //Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сб-к трудов шестой Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Благовещенск: АмГУ. 2011. В 2 т.Том 2. С. 140–144.

41. Герасименко А.А. Формирование целевой функции расчётных затрат в задаче оптимального выбора компенсирующих устройств в системах распределения электроэнергии / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев // Электроэнергетика глазами молодежи. Научные труды III Международной научно-технической конференции в 2-х томах, Т2 – Екатеринбург: УрФУ. 2012. С. 463-468.

42. Герасименко А.А. Статистическое моделирование графиков электрических нагрузок / А.А. Герасименко, Н.Ю. Кугушева, М.А. Пушмин// Энергетика: эффективность, надёжность, безопасность. Материалы трудов XXI Всероссийской научно-техн. конф.. – Томск. 2015. В 2 т. Том 1. С. 117 – 120.

43. Герасименко А.А. Применение факторной модели электрических нагрузок для избирательного учёта их неравномерности/ А.А.Герасименко, Н. Ю. Кугушева //Электроэнергетика глазами молодежи-2016: труды VII Международной научно-техн. конф. -Казань: Казан. гос. энерг. ун-т. 2016. В 3 т. Том 2. С. 154–157.

44. Герасименко А.А. Программа расчёта потерь электрической энергии детерминированным и стохастическим методами. / А.А.Герасименко, В.Е. Пузырёв// Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: труды V Всероссийской. научно-техн. конф. – Тольятти: ТГУ. 2017. С. 26 –39.

45. Герасименко А. А. Software implementation of deterministic and stochastic calculation methods of electric energy losses in electrical distribution networks / А. А. Герасименко, Е. В. Пузырев // Znanstvena misel journal. – Словения. 2018. Том 1, №14. С. 49 – 57.